

BAND
XIII

GESAMTBERICHT
ZWEITE WELTKRAFTKONFERENZ

TRANSACTIONS
SECOND WORLD POWER CONFERENCE

COMPTE RENDU
DEUXIÈME CONFÉRENCE MONDIALE DE L'ÉNERGIE

BERLIN 1930

BAND XI

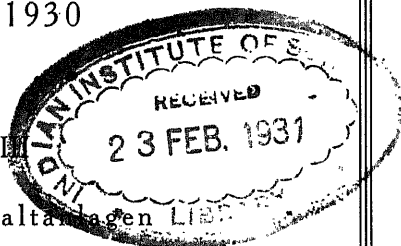
Elektrische Schaltanlagen LIBRARY

Electrical Switchgear

Installations électriques d'appareillage



VDI-VERLAG GMBH
BERLIN NW 7



Schriftleitung — Editors — Rédacteurs

Dipl.-Ing. F. zur Nedden

Dr.-Ing. C. Th. Kromer

621.3

M 807.15

BAND XIII

INHALTVERZEICHNIS

TABLE OF CONTENTS

TABLE DES MATIÈRES

Section 19

Schaltanlagen einschließlich automatischer Steuerung von Kraftwerken sowie Fernmessung und Nachrichtenübermittlung

Switchgear, including Automatic Control Apparatus for Power Stations, and Remote Metering and Signalling Apparatus

Installations d'appareillage avec commande automatique des centrales, mesures à distance et transmissions de communications

Nr.	Berichte	Papers	Rapports	Seite/Page
96	Modern British Practice in High Power Switching. Great Britain	<i>R. W. Gregory and F. C. Winfield</i>		3
269	Modern American Circuit Breaker Practice for Alternating Current, High Power Service. U. S. A.	<i>J. B. McNeill</i>		29
41	Neuzeitliche Schaltanlagen für Großleistungen unter besonderer Berücksichtigung der Kostenfrage. Deutschland	<i>Prof. Dr.-Ing. W. Petersen und Mitarbeiter</i>		59
409	Neuzeitliche große Schaltanlagen in der Tschechoslowakei Tschechoslowakei	<i>Dr.-Ing. J. Rezníček und Ing. F. Vaněk</i>		118
34	Gekapselte Schaltanlagen für Hochspannung Deutschland	<i>C. Mitarbeiter</i>		147
40	Selbsttätige und ferngesteuerte Kraft- und Nebenwerke sowie Einrichtungen und Anordnungen der Nachrichtenübermittlung, der Fernmessung und der Fernsteuerung in Elektrizitätsversorgungsbetrieben. Deutschland	<i>Dr.-Ing. M. Schleicher und Mitarbeiter</i>		166
261	Automatic Stations and their Remote Supervision. U. S. A.	<i>C. Lichtenberg and R. J. Wensley</i>		211

Nr.		Seite/Page
364	Die Bedeutung der Automatisierung von Wasserkraftwerken für die schwedische elektrische Energieerzeugung. Schweden <i>C. Kiessling</i>	248
94	Automatic Hydro-Electric Stations in Australia. Great Britain <i>H. D. Cook</i>	278
91	Remote Metering. Great Britain <i>F. H. Clough</i>	293
209	Die elektrische Fernmessung unter besonderer Berücksichtigung der Summenfernmessung und ihre Bedeutung für die Elektrizitätswirtschaft. Schweiz <i>Dipl.-Ing. W. Janicki</i>	307
202	La centralisation des commandes. France <i>Ing. G. Dessus</i>	333
	Generalbericht	341
	General Report	354
	Rapport Général	367
	Diskussionsbericht (Report on Discussion, Rapport de la Discussion)	382
	Gesamtergebnis der Diskussion	388
	Result of Discussion	391
	Résultat de la Discussion	393
	<i>Dr.-Ing. H. Probst</i>	

Section 19

SCHALTANLAGEN EINSCHL. AUTOMATISCHER
STEUERUNG VON KRAFTWERKEN, SOWIE FERN-
MESSUNG UND NACHRICHTENÜBERMITTLUNG

SWITCH-GEAR INCLUDING AUTOMATIC CONTROL
APPARATUS FOR POWER STATIONS AND REMOTE
METERING AND SIGNALLING APPARATUS

INSTALLATIONS D'APPAREILLAGE, AVEC COMMANDE
AUTOMATIQUE DES CENTRALES, MESURES À DISTANCE
ET TRANSMISSION DE COMMUNICATIONS

Vorsitzender

Chairman

Président

E. Brylinski (France)

Stellvertr. Vorsitzender

Vice Chairman

Vice-Président

Prof. A. F. Kennelly (U. S. A.)

Beisitzer

Assistant

Assesseur

Dipl.-Ing. Kollbohm (Deutschland)

Generalberichterstatter

General Reporter

Rapporteur Général

Dr.-Ing. H. Probst (Deutschland)

Great Britain

Modern British Practice in High Power Switching

Institution of Electrical Engineers

R. W. Gregory and F. C. Winfield

The paper is intended to form a review of modern British practice in high power switching. For the purpose of the paper only switchgear of 1000000 kVA rated breaking capacity or over is considered. This includes the switchgear for the larger generating stations such as those that are or will be connected to the National Grid and the 66 kV and 132 kV switchgear for the main substations on the Grid.

The Grid influences considerably the design and layout of high power switchgear largely because its effect is to increase the economic size of generating unit. The capacity of individual 132 kV feeders on the Grid is 50000 kVA or more and the future economic generating unit will be not less than this size. Increase in the size of the generating unit and connection to the Grid imply larger generating stations running at high load factors which in turn involve:

- a. An increase in the breaking duty on switchgear.
- b. A tendency to increase the voltage of switching in order to restrict the current to reasonable limits.
- c. An increase in the cost of the switch unit to meet the higher breaking duty and the higher loading.

The combined effect of these will be that on high power switchgear, individual switch units will be used only for handling larger blocks of power, say, 20000 kVA and more. This means that the voltage of high power switchgear tends to be 33 kV, 66 kV, or 132 kV. Where lower voltages are used, there is already a tendency to group smaller capacity circuits under the control of one main switch unit. The rated breaking capacity of switchgear at present installed in the larger generating stations in the country does not exceed 1500000 kVA. Bus bar sectioning with reactance is used where necessary to keep the breaking duty down to this figure and switchgear so designed has given satisfactory operating service.

The leading British manufacturers are able to supply oil circuit breakers of rated breaking capacities up to 2500000 kVA. These larger ratings are usually confined to the higher voltages.

Chief Features of High Power Oil Circuit Breaker Design

1. Mechanical

For a given design of oil circuit breaker at a given voltage the process of breaking a fault produces gas in quantities more or less proportionate to the power interrupted. This gas is formed with explosive rapidity

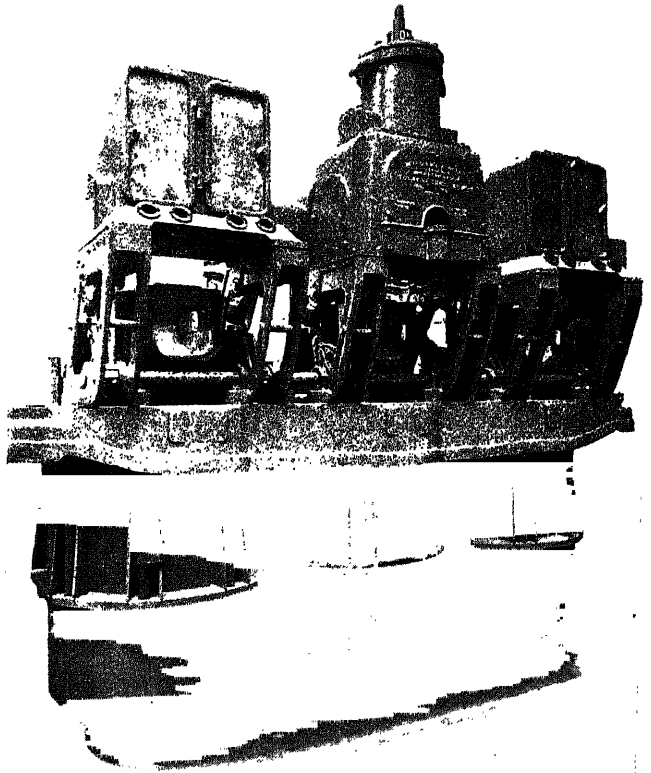


Fig. 1. Example of 1500000 kVA breaking capacity Circuit Breaker used on metal-clad gear of the non-draw-out type. (See Fig. 9.)

and it is usual practice amongst British manufacturers to design high power oil circuit breaker tanks to withstand high internal pressures. The general practice is to build switch tanks as steel cylinders with dished ends. Most manufacturers build their tanks of welded steel plates. Some press from solid steel, and one manufacturer, for special design reasons, uses a very high quality cast steel.

Typical examples of High Power Circuit Breakers for 33 kV working which show the heavy mechanical construction of the tanks are illustrated

in Figs. 1 and 2. Fig. 1 shows a tank of welded steel plate and Fig. 2 a complete switch unit with the circuit breaker withdrawn, the circuit breaker tanks being of cast steel.

Circuit breaker tank top plates when removable are either steel castings or of fabricated steel plate at least equal in strength to the rest of the container. It is not uncommon to design top plates of greater

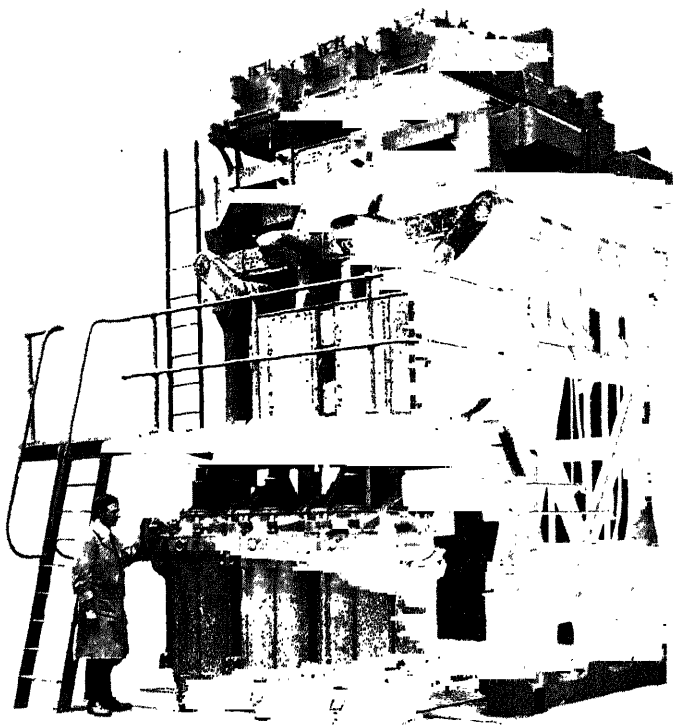


Fig. 2. Example of a complete metal clad Switch Unit with double bus bars and plug type vertical drop down isolation. Bus bar selection by transfer of circuit breaker (alternatively a 2nd circuit breaker can be employed). Breaking capacity of circuit breaker 1500 000 kVA.—Circuit breaker with cast steel tanks designed to withstand a hydraulic test pressure of 1000 lbs./sq.in. (70 kg/cm²) and bolted together to make one unit for handling purposes.

strength than the tank itself as in addition to having to withstand the static gas pressure, it has also to withstand the impact of the oil thrown up when the arc is formed at the switch contacts.

British designs show that for the same breaking capacity, an increase in the volume of oil in the circuit breaker tank permits a decrease in the strength of the tank. Consequently, circuit breakers for 66 kV and 132 kV working with a rated breaking capacity of 1500 000 kVA are

designed to withstand a sustained hydraulic test pressure of 150 to 200 lbs. per square inch (10,5 to 14 kg/sq.cm), whereas with circuit breakers of 33 kV and under, of the same breaking capacity, the sustained hydraulic test pressures vary from 350 to 800 lbs. per square inch (25 to 56 kg/sq.cm). With the cast steel tank illustrated in Fig. 2, the hydraulic test pressure is 1000 lbs. per square inch (70 kg/sq.cm)¹.

For circuit breakers of 1000000 kVA and over it is invariable practice to use one oil tank per phase, i. e., three tanks per complete circuit breaker. This is essential when the switch operates at high voltage. It has also the advantage of giving phase isolation, which is particularly desirable at the lower voltages, and is a characteristic feature of high power metal clad switchgear.

For heavy current rating, i. e., about 1000 A and over at 50 cycles, special arrangements are made to reduce magnetic heating in the circuit breaker top plates. The various methods of construction used are (a) non-magnetic steel castings, (b) gunmetal castings, (c) silicon-aluminium castings, (d) steel castings with gun-metal or other non-magnetic insets to break the magnetic circuit.

The general practice on voltages below 132 kV is to design circuit breakers so that the tank can be separated from the top plate which supports the current carrying and circuit breaking parts. The design of the joint between the tank and the top plate must ensure oil tightness under pressure conditions. It is necessary to have the joint completely gas tight or of such dimensions that hot gas ejected from the tank through the joint is cooled down below the temperature at which it ignites spontaneously. Metal to metal joints are advantageous but some form of joint packing is considered necessary on outdoor circuit breakers in order to keep out moisture.

On certain 132 kV circuit breakers in service in Great Britain where two breaks per phase only are used, the top plate is welded permanently to the tank and a manhole is provided for access to the circuit breaker contacts for maintenance purposes. This method of construction is only possible, when the tanks are large enough to allow room for a manhole in the cover (or side), and in general cannot be used on circuit breakers for lower voltages than 132 kV. The welding of the top plate to the tank is not general practice. There is a preference for the removable top plate as this arrangement not only provides for easier maintenance but assists in the accurate assembly and setting up of the circuit breaker and its mechanism. On multibreak circuit breakers for 132 kV the invariable practice is to provide removable top plates in addition to the manholes.

The circuit breaker operating mechanism usually adopted is of the parallel link type. One manufacturer uses the rack and pinion type. D.C. solenoid operation is general, although certain special installations use motor operated mechanism either on A.C. or D.C.

¹ *Grant* (Institution of Electrical Engineers Journal 1930) points out that an examination of good British practice suggests that the rated breaking capacity of commercial oil circuit breakers is roughly proportional to $\sqrt[3]{(P \cdot V)}$, where P = tank hydraulic test pressure and V = the volume of the tank.

2. *Electrical*

The circuit breaker design usually adopted in Great Britain for high rupturing duty includes the strong mechanical construction as outlined above, combined with six, four or two breaks per phase, the last often with explosion pots.

There is a tendency towards the use of a high speed of break which is produced by heavy throw-off springs and light moving parts. The speeds of the cross-arms carrying the contacts vary from about 5 to 10 feet per second (150 to 300 cm/s), the higher cross-arm speeds being used on breakers with two breaks per phase. Oil dash pots are generally used to reduce the shock at the end of the stroke of the cross-arm.

It is usual to provide a sufficient air space between the oil and the top plate to prevent the mechanical pressure rising to an unsafe limit in the oil tank when breaking a fault, coupled with proper means of venting the gases produced in the circuit breaker without allowing material loss of oil.

Arcing contacts are designed with sufficient mass of metal to prevent serious burning in fault conditions and the solenoid operating gear is made amply strong enough to close the breaker against the forces produced by short circuit.

The insulation inside the circuit breaker is usually bakelised paper and porcelain. The chief troubles experienced in the past with bakelised paper insulation under high voltage stress in oil have been:

- a. Air spaces between laminae due to imperfect manufacture.
- b. Surface tracking chiefly on horizontally disposed insulators and due to accumulation of carbon and to the surface of the insulators not being entirely non-hygroscopic.
- c. Ingress of moisture through the laminae exposed at the ends of the insulators.

To overcome these troubles—(a) Special attention is paid to the manufacture and testing of the insulator to ensure that it has a low dielectric loss and is free from air spaces. (b) The surface and ends of the insulators are covered with a non-hygroscopic varnish (one manufacturer provides moulded end caps to seal off the exposed laminae completely) and in general, the use in a horizontal position of paper insulators under voltage stress when the circuit breaker is closed is avoided in the design of the circuit breaker.

Bushing insulators for high voltages are either of the condenser type in porcelain containers with oil or compound filling or of the oil filled type with grading shields. Operating rods are generally bakelised paper tubes, but for voltages up to 33 kV, some makers use specially prepared and impregnated wood.

A failure of insulation inside a circuit breaker is extremely serious as usually the circuit breaker is a part of the bus bar system, and cannot be cut out by the protective gear of the circuit it controls. A small leak to earth may be more dangerous than a heavy fault as it may be unnoticed by the operators, and since the insulation is usually immersed in oil, this may result in an oil fire or an explosion. It is usual

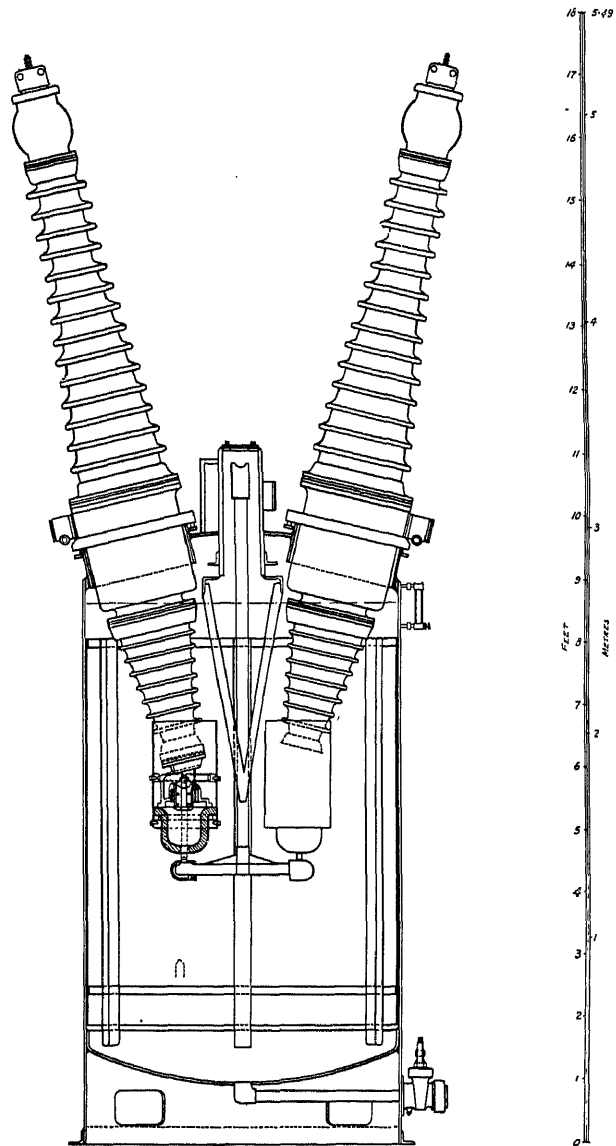


Fig. 3. Cross section outdoor type circuit breaker for 132 kV and 1500 000 kVA breaking capacity.—Two breaks per phase. Explosion pot of moulded insulation to withstand hydraulic test pressure of 1000 lbs./sq.in. (70 kg/cm²)—Welded steel tank and top plate to withstand hydraulic test pressure of 200 lbs./sq.in. (14 kg/cm²)—Oil filled bushings. This circuit breaker is shown with the top plate welded to the tank. Other examples of the same breaker are built with the top plate bolted to the tank.

to take precautions in the design of a circuit breaker to limit the damage from rapid and continuous vapourising of the oil. Methods of doing this are so to ventilate the breaker that all gases are expelled well away from the switchgear itself, or that if oil is ejected, it is thrown to a

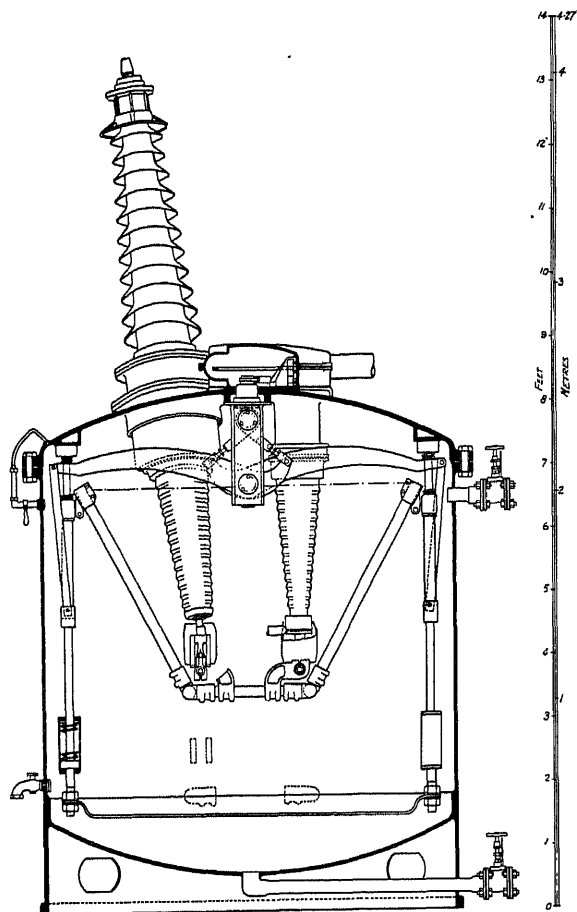


Fig. 4. Cross section outdoor type circuit breaker for 132 kV and 1500 000 kVA breaking capacity.—Four breaks per phase—Welded steel tank and top plate to withstand hydraulic test pressure of 200 lbs./sq.in. (14 kg/cm²)—Condenser type bushings—Special operating gear.

position where it is not dangerous. In certain designs of circuit breaker where the normal vent is provided with baffles which may interfere with the free flow of gas, pressure relief diaphragms are fitted which fracture at a pressure somewhere between the calculated working pressure and the yield point of the circuit breaker tank structure. Other manufacturers provide spring closed relief valves for the same duty.

To reduce the risk of an oil fire, it is common practice to run an outlet pipe from the relief diaphragm or relief valve which is run to a gravel pit or drain.

Figs. 3, 4, 5 and 6 show cross sections of typical 132 kV circuit breakers

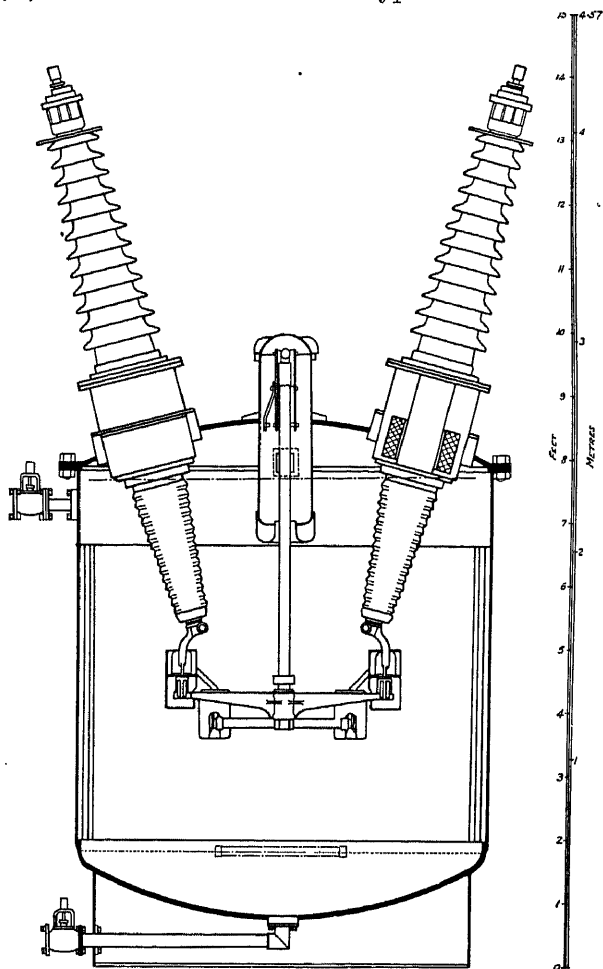


Fig. 5. Cross section of outdoor type circuit breaker for 132 kV and 1500000 kVA breaking capacity.—Four breaks per phase (Arcing contacts being distinct from load current carrying contacts)—Welded steel tank and top plate to withstand hydraulic test pressure of 200 lbs./sq.in. (14 kg/cm²)—Condenser type bushings.

manufactured in Great Britain. These circuit breakers are all of a rated rupturing capacity of 1500000 kVA and are similar to those which are being installed on the British Grid.

Typical circuit breakers for 33 kV and below are illustrated in Figs. 1, 2, 9 and 10.

Types of Switchgear

Metal Clad

For voltages up to and including 33 kV, metal clad switchgear is established practice, the use of cellular type or outdoor open type gear now being rare for large stations at these voltages.

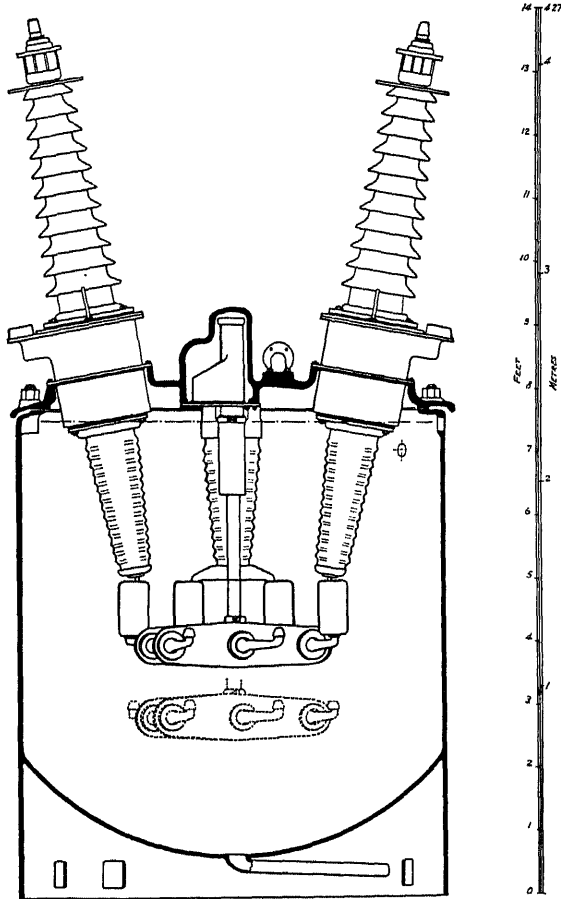


Fig. 6. Cross section of outdoor type circuit breaker 132 kV. 1 500 000 kVA breaking capacity. Six breaks per phase. Welded steel tank and cast steel top plate, to withstand hydraulic test pressure of 200 lbs./sq.in. (14 kg/cm²). Condenser bushings. Rack and pinion operation.

Metal clad gear in which the circuit breakers were designed for a breaking duty of 1 500 000 kVA was first used in Great Britain in 1917. At the present time, practically all the larger manufacturers of switchgear have developed metal clad switchgear designed for high power duty. The voltage at which metal clad gear is operated has been limited

by the development of underground cables, as metal clad gear is the logical termination of lead covered paper insulated cables. Metal clad gear (of the draw-out type) is now being manufactured for 66 kV and

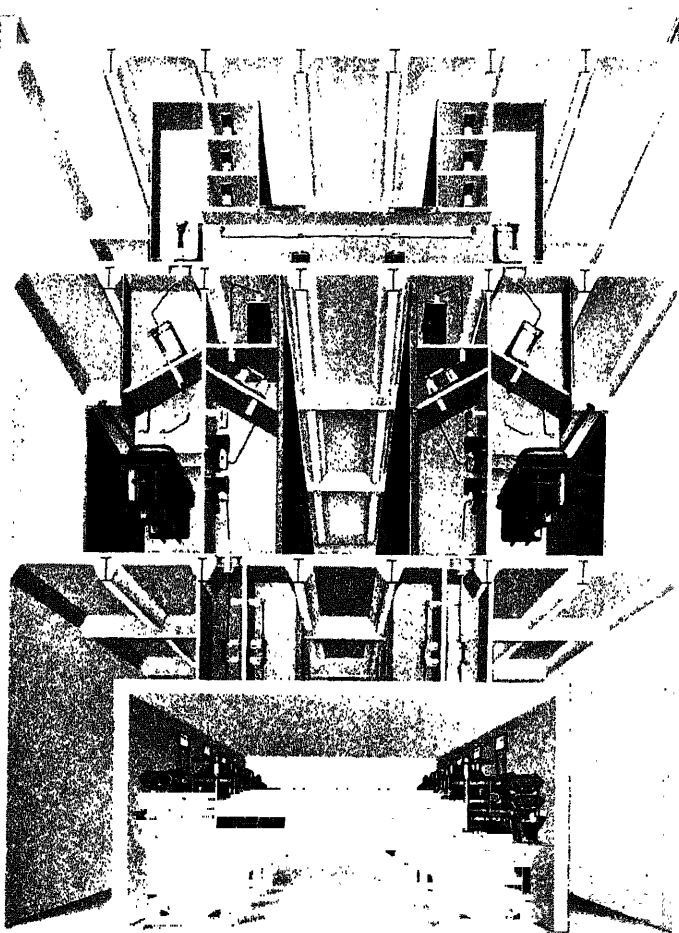


Fig. 7. Diagram showing how space may be saved by the use of metal clad gear.

Note: This diagram does not illustrate high power gear. With high power gear the saving in space is less marked.

it is quite probable that as 132 kV cables become more generally used, metal clad gear for this voltage will be used in congested areas where space is costly and where atmospheric conditions make it difficult to maintain exposed insulation. The Authors anticipate no technical

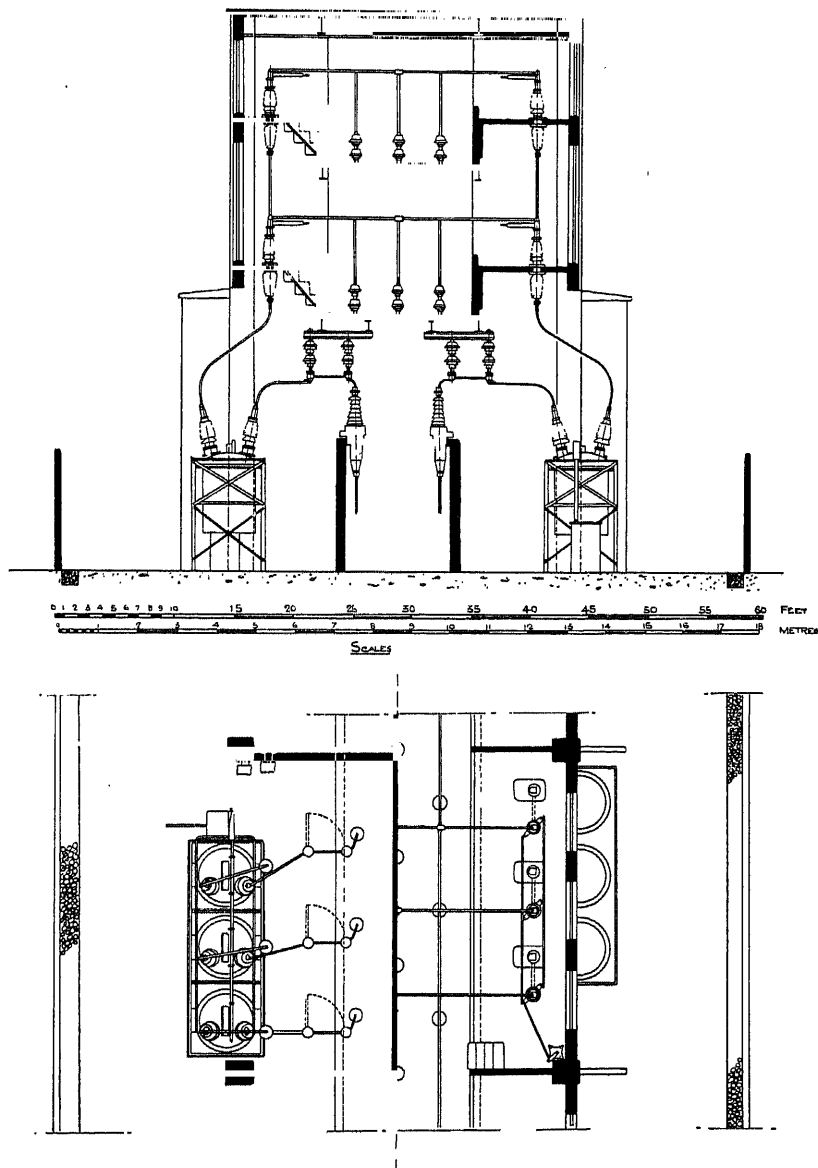


Fig. 8a. Arrangement of two switch units (arranged "back to back") 66 kV. 1500000 kVA breaking capacity, cubicle type, double bus bar. Circuit breaker mounted out of doors. Compare this Fig. with Fig. 8b.

difficulty in building metal clad gear for 132 kV and British manufacturers have in hand designs of metal clad gear for this voltage.

On metal clad gear, all live connections and all insulation is enclosed in earthed metal. For purposes of isolation and maintenance, the circuit breakers are usually made to withdraw from the bus-bars and circuit

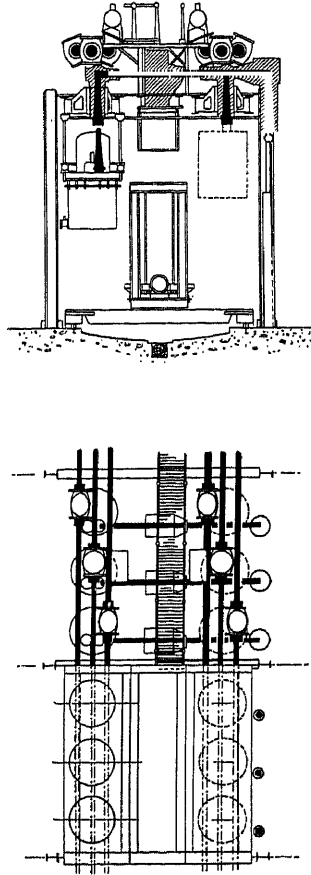


Fig. 8b. Arrangement of two switch units. 66 kV. 1500000 kVA breaking capacity. Metal clad type, double bus bar. Plug type, vertical drop down isolation. Bus bar selection by transfer of circuit breaker on motor operated truck. Alternatively a second circuit breaker can be employed. Oil filled bus bar chambers with two conservator tanks per switch unit, one on each set of bus bars.

connections. In all designs of metal clad gear, the designer aims to make it impossible to touch or even to see a live connection; by this means he reduces the risks of short circuits, prevents danger from shock from many causes, and also reduces to a minimum the maintenance necessary to keep the switchgear in condition.

The great advantage of metal clad gear which is particularly applicable to British conditions is its compactness which not only saves space but allows for easy and efficient interlocking. Typical examples of the saving of space obtained by using iron clad gear are shown on Figs. 7, 8a and 8b.

It will be realised that the saving of space with metal clad gear is due to the possibility of reducing the spacing and clearances required with air insulation.

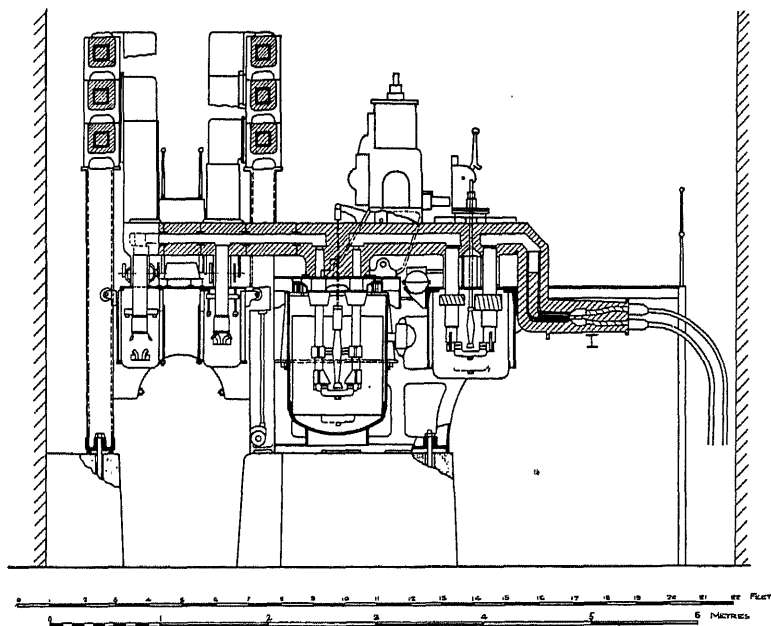


Fig. 9. Cross section of metal clad switch unit. 33 kV and below. 1 500 000 kVA breaking capacity. Double bus bars compound filled. Non-draw-out type circuit breaker. (Shown separately in Fig. 1.)—Oil immersed isolating switches and bus bars selector switches.

There are four methods adopted in British designs of metal clad gear for the isolation of the circuit breaker.

1. Horizontal draw-out, which is common for switchgear of lower breaking capacity. This is used by several manufacturers for switchgear with a breaking duty of 1 000 000 kVA. Fig. 18 shows an example of a double bus-bar switch unit of this type.
2. Vertical draw-out. This is becoming the most usual method of isolation. Fig. 2 and 8b show typical examples of this type.
3. Non-draw-out circuit breakers with oil immersed isolators. Fig. 9 together with Fig. 1 illustrates this type.

4. A combination of 2 and 3, i. e., vertical draw-out with oil immersed isolators. Fig. 10 shows the only example of this type of gear which was the first used in Great Britain of a breaking capacity of 1500000 kVA.

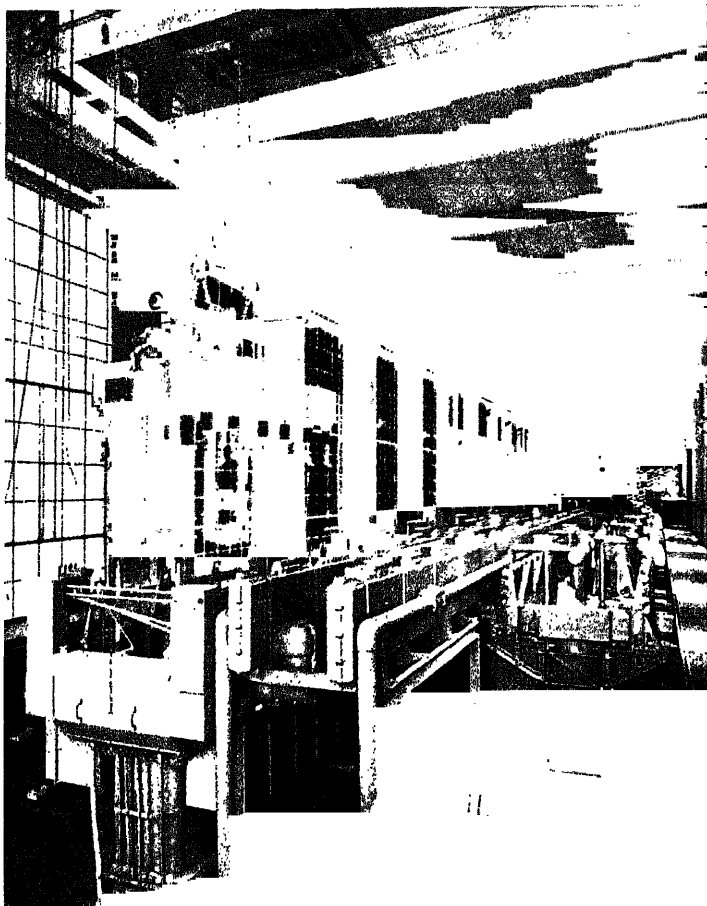


Fig. 10. An assembled "Back to Back" arrangement of metal clad switchgear. 33 kV. 1500000 kVA breaking capacity. Double bus bars. Compound filled. Oil immersed isolating switches and bus bar selector switches. Circuit breaker tank fixed and top plate which supports current carrying and circuit breaking parts withdrawn vertically from tank.

The bus-bars on metal clad switchgear are enclosed in metal containers. The copper conductors are usually wrapped with fibrous insulation and submerged in either compound or oil. Compound has been mainly used for this purpose for a number of years, but there

is now a tendency towards the use of oil, particularly at the higher voltages. Oil has the advantage that it is a better transmitter of heat than compound, and where bus-bars carry heavy currents, it allows an appreciable reduction in the area of the conductor. It is usual to keep the oil under a small pressure by means of conservator tanks as used on transformers.

Cellular Type Switchgear.

The term "Cellular type switchgear" is applied to switchgear in which the main connections and bus-bars are bare conductors mounted on porcelain insulators. The whole gear is enclosed in brickwork or concrete cells, designed to separate adjacent switch units and to reduce to a minimum the possibilities of, and dangers from, short circuits, and also at the same time to prevent access to the live conductors either from human beings, or vermin. The latest British example of this type of switchgear is that installed in the new Hams Hall Station of the City of Birmingham and the Deptford West Station of the London Power Company.

The general principles in Cellular type switchgear design are as follows:

1. The circuit breaker is kept apart from the rest of the gear, preferably in a separate room.
2. The bus-bars and the bus-bar isolators are housed in a chamber separate from the rest of the gear and from other bus-bars.
3. Individual circuits are well separated from neighbouring circuits and the whole gear is so partitioned that a failure on one circuit does not affect neighbouring circuits or the whole supply.

In all high power switchgear, the circuit breaker is always a potential source of danger. Good modern practice in Cellular type gear is to keep this well away from the rest of the gear.

The arrangements preferred by the Authors are those in which the circuit breaker itself is placed outside or effectively outside the building containing the bus-bar isolating devices and circuits. This arrangement is illustrated in Fig. 8a which shows 66000 V Cellular type switchgear now being installed in London by the Central Electricity Board. Other examples of this gear are to be found in the Newport Power Station supplying the Melbourne Suburban Railways and the State Electricity Commission of Victoria and shown in Fig. 11, and also in the Power Stations of the Preston and Leicester Corporations. It is interesting to note that this principle, viz., that of placing the circuit breaker outside or effectively outside the building containing the rest of the switchgear is applied in Germany in the "Hall type" arrangement of switchgear.

The use of complete phase isolation by means of walls and floors, which originated in America and is a complete form of Cellular type gear, has not been used to any great extent in Great Britain. (Metal clad gear can claim equivalent immunity from short circuits by the fact that it is usual on high power gear to enclose the conductors in each phase in separate earthed metal enclosures.)

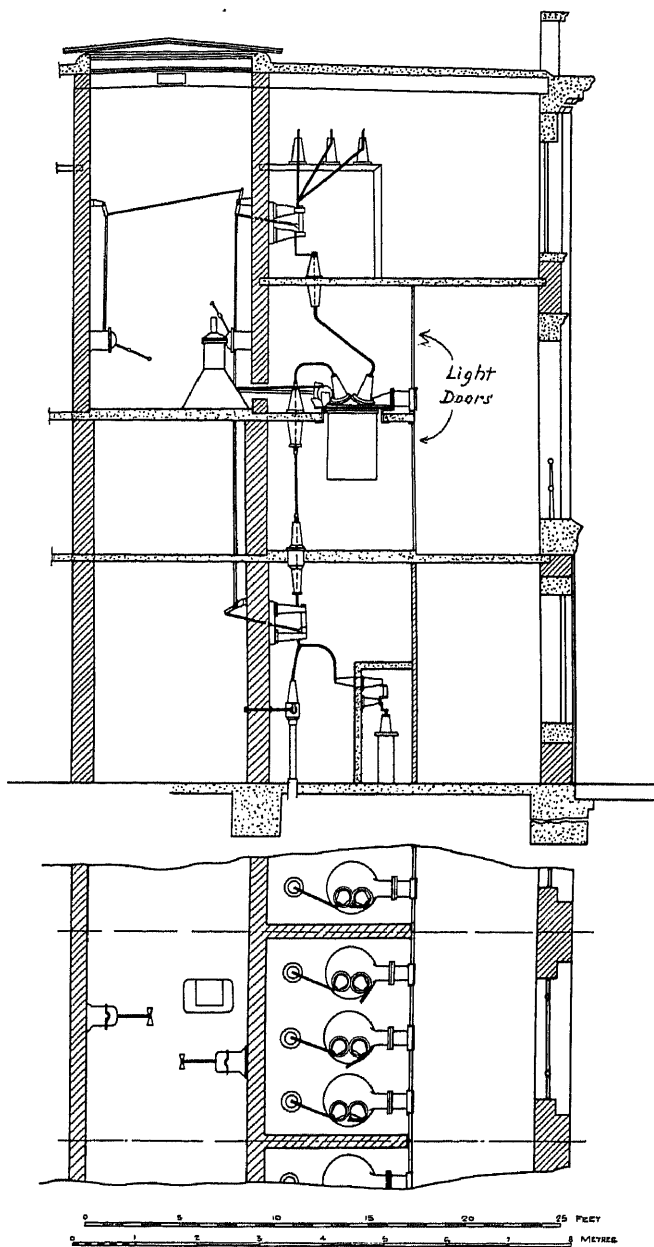


Fig. 11. Cross section of Cellular type gear. Single bus-bar. Breaking capacity 1000000 kVA. Circuit breaker mounted in chamber enclosed by light door which opens on to open balcony. Circuit breaker chamber entirely separated from bus-bars and bus-bar isolators.

Outdoor Gear—Open Type.

On account of the space required and the cost of buildings, outdoor switchgear has been used for all the 132 kV switching stations on the British Grid. It has been used to a certain extent on the 66000 V switchgear and to a lesser extent on 33000 V switchgear.

Open type outdoor switchgear has the advantages that above certain voltages there is a saving in cost over other types. This particularly applies to 132 kV work; also, it is possible to space the gear and conductors widely without undue cost and so to get security and to prevent the spreading of arcs and fire.

There are, however, objections to outdoor gear. It is exposed to danger from lightning and to danger of short circuits from birds, straw, etc. It is more accessible to malicious damage than indoor gear.

Maintenance is difficult in bad weather and the cost of maintenance is relatively high; also, the risks to the maintenance staff are greater than with indoor gear. In dirty districts it is necessary to maintain the insulation by frequent cleaning of insulators. Normally, the ground space occupied is high.

The most serious objection is probably the difficulty of maintaining insulation in dirty districts. This is a problem which has to be faced not only on outdoor switchgear but on overhead lines. There is a very definite need for insulators of such shape or design that do not need periodical cleaning. In England the experience with standard cap and pin suspension type insulators has been that the dirt accumulates on the underside of the insulator. The upper side is kept clean by the rain, but the underside is not washed. It is, therefore, considered possible that progress in design of insulators for dirty conditions in Great Britain at any rate may be made by increasing the length of surface exposed to rain.

Fig. 12 is a photograph of the 33 kV outdoor switchgear at a large generating station and Figs. 13 to 15 show typical examples of the arrangement of outdoor substations employed on the British Grid.

Outdoor Gear—Metal Clad Type.

There is a definite trend in the development of metal clad gear towards making it suitable for outdoor work. The metal clad gear at the State Line Power Station, Chicago, which has a rated breaking capacity of 2000000 kVA is erected entirely out of doors without cover and the development of 66 kV metal clad gear in Great Britain is on similar lines. This is shown on Fig. 8b.

Metal clad gear is inherently more suited to outdoor working than open type gear as its insulation is not exposed, and this may result in its more extended use out of doors. Owing to the general compactness of metal clad gear, however, the cost of a building enclosure is not great and may be offset by the resulting increased reliability obtained by the better conditions of operation and maintenance. The Authors think that it is quite possible that the ultimate designs of high power metal clad switchgear will be of the indoor type, more especially if the

increasing knowledge of circuit breaker design results in a greater certainty of consistent and correct performance and the consequent reduction of risks from circuit breaker failures.

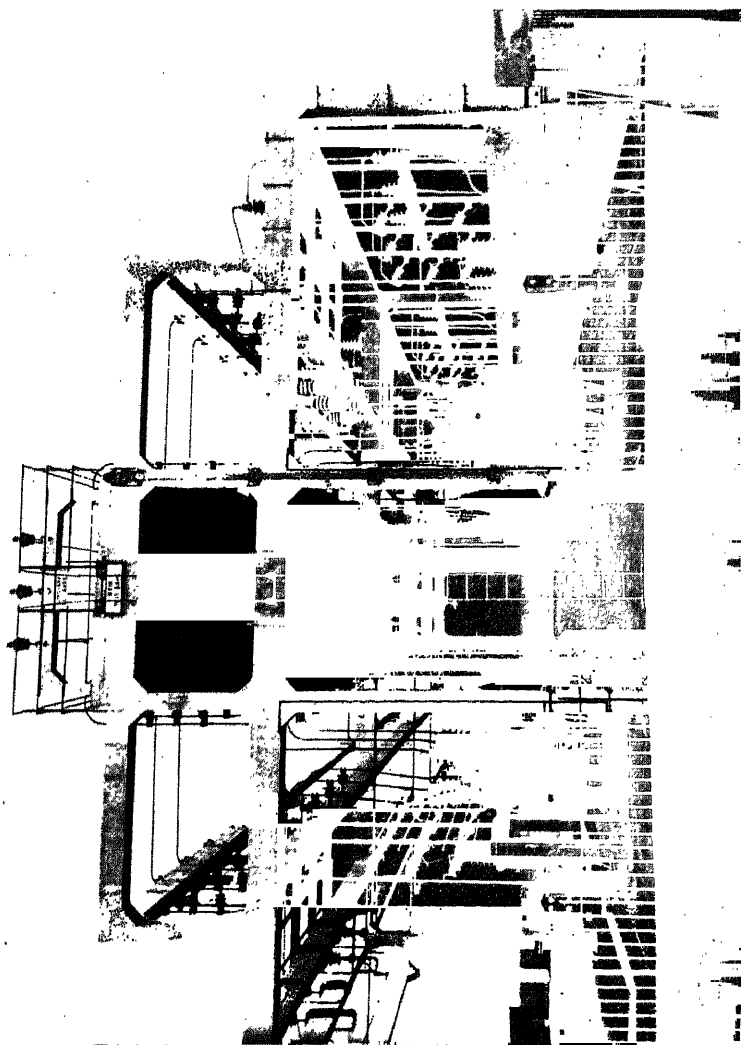


Fig. 12. 33 kV outdoor switchgear at large generating station. Double bus-bars, the main bus-bar being under cover. Supporting structure of Ferro concrete.

Methods of Selection of Bus-Bars

Duplicate bus-bars are usual in all large power stations, in the Grid major 66 kV substations and in 132 kV substations where there are more than two feeders. Where there are only two feeders, a special form of transfer bus is provided.

The various methods of bus-bar selection and isolation are:

- a. Removable and interchangeable plug type isolators or, alternatively, plug type isolators with the plugs arranged to rotate on a seating on the circuit breaker to give two positions.

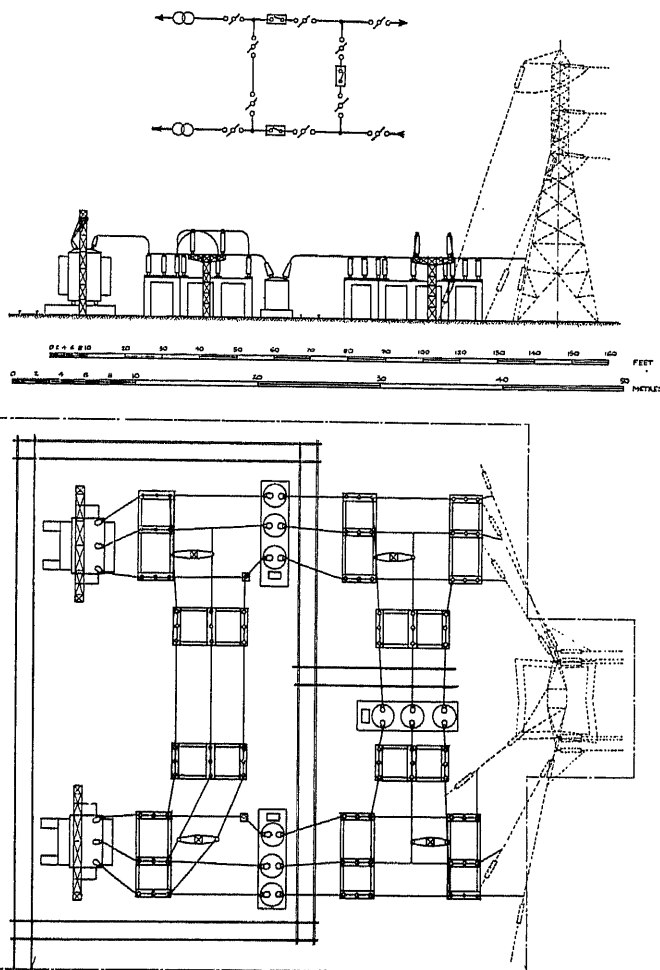


Fig. 13. Arrangement of outdoor 132 kV substation on British Grid of the three switch non-extensible type. This substation deals with two 132 kV feeders and two step-down transformers. A special transfer bus is provided to increase the flexibility.

- b. Oil immersed selector isolators.
- c. Transferable circuit breakers with fixed plug type isolators.
- d. Duplicate circuit breakers—one connected to each bus-bar.
- e. Air break selector switches.

Methods a, b and c apply to metal clad gear only and method e to cellular type and outdoor type gear only.

The practice of using duplicate circuit breakers on each circuit—one connected to each bus-bar—is appearing on generating station

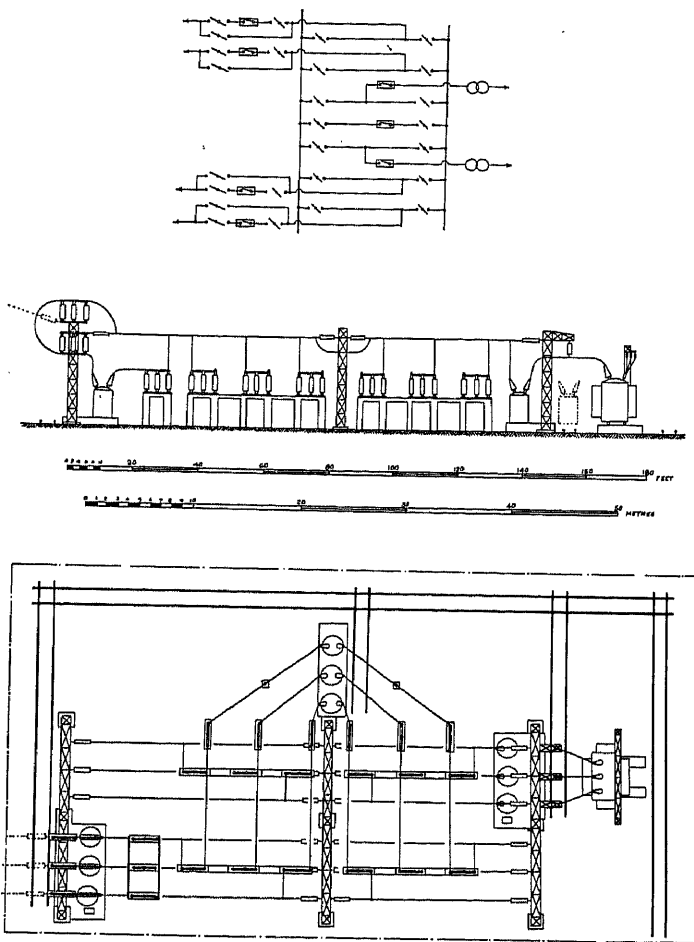


Fig. 14. Arrangement of "low type" outdoor 132 kV substation on the British Grid. Double bus-bars, and "By-pass" switches on feeders.

switchgear in Great Britain mainly in metal clad applications with vertical drop down isolation such as is shown on Fig. 2 and 8b.

The Authors feel that two circuit breakers housed in different chambers are justified for the control of the large generators now in view.

Each generator unit forms such a large proportion of the total station output that every effort must be made to increase the running load factor. The use of a second circuit breaker permits normal switchgear

maintenance or even complete repair of a circuit breaker without interfering with generator operation. This arrangement is shown in Fig. 17.

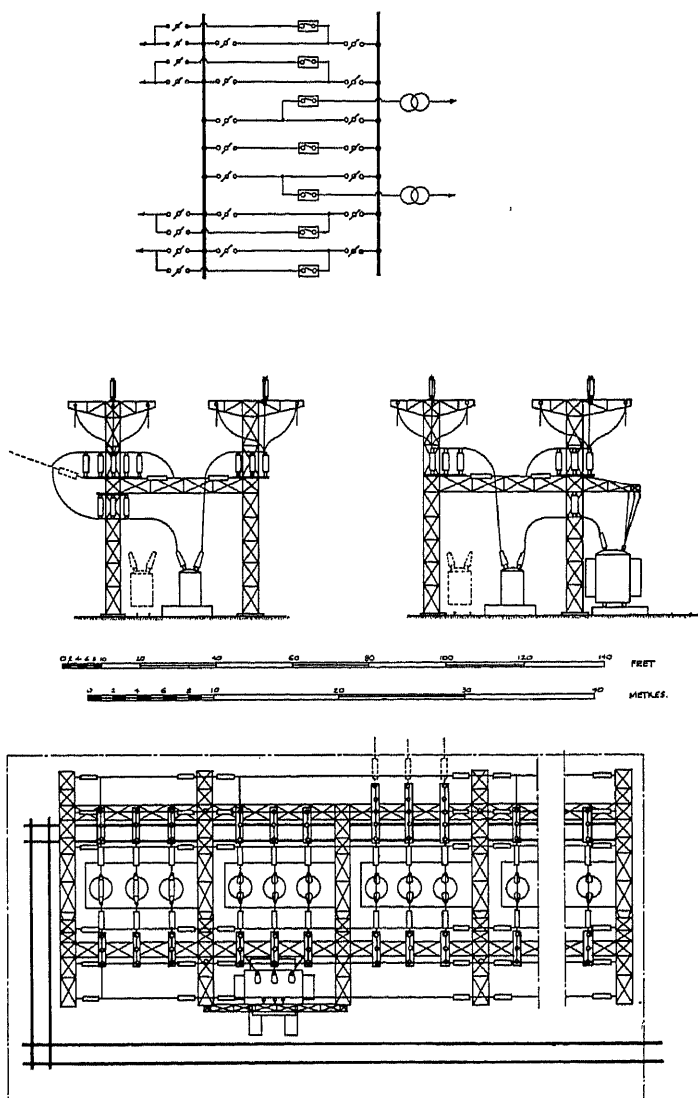


Fig. 15. Arrangement of "high type" outdoor 132 kV substation on the British Grid. Double bus-bars, and "By-pass" switches and feeders.

The Authors do not, however, think that it is always necessary to use two circuit breakers on each individual outgoing feeder. All important feeders on a large system are effectively duplicated either by

parallel feeders or ring main interconnectors so that duplication of feeder circuit breakers occurs automatically.

There is no evidence in British practice to show that the "risk" from circuit breakers has been in the past, or is likely to be in the immediate future, such as to justify a further duplication of feeder circuit breakers. Particularly does this apply with interchangeable circuit breakers as is common on metal clad gear. The Authors are of the opinion that, with a suitable physical layout such as is indicated below, all necessary security is given against the rare extreme hazards for which every engineer must legislate. For cable systems, such as are most general in connection with Power Stations in Great Britain, they would point out that the bulk of faults making switchgear maintenance necessary are cable faults. The time taken to repair a cable fault is such as to allow ample time for circuit breaker maintenance.

For heavy duty overhead lines, which in Great Britain are mainly at 66 kV or 132 kV, they are less certain since the feeder fault repair time may frequently be short. They believe, however, that the easier breaking ability of large high voltage circuit breakers will largely offset this factor, particularly when combined with efficient oil handling arrangements.

Layout of Switchgear

In British practice it is generally assumed that, no matter how well designed or constructed, a circuit breaker constitutes a risk since some small fault due to uncertain materials, bad maintenance, or other causes may result in failure. In addition, whilst the operating standard in Great Britain is high, the human factor is generally assumed to possess a degree of unreliability. These two factors largely govern the features of layout.

The principles adopted in laying out Cellular type gear, which are in the main universally accepted, are:

1. To design individual units and equipments so that the risks of breakdown are reduced to a minimum.
2. To separate equipments by barriers and partitions so that the failure of one switch unit does not damage its neighbour.
3. To arrange switch units and system connections so that one whole group can be put out of commission without seriously affecting service.
4. To provide means of fighting fire, draining and handling oil, etc.
5. To provide for easy and safe maintenance.
6. Where necessary to section the switchgear with reactors to keep the breaking duty inside the capacity of the circuit breakers, and to maintain the voltage of the system in fault conditions.
7. To eliminate, as far as possible, all external inflammable materials.

Fig. 8a shows the arrangement of some of the 66 kV Cellular type switchgear now being constructed for the Grid in London in which these principles are incorporated. It will be noted that the circuit breakers are placed outdoors to reduce the danger from fire or explosion.

A common oil pumping and filtering arrangement is provided in this scheme. Fig. 11 shows an arrangement of Cellular type power station switchgear.

In outdoor open type gear the same general principles apply as for cellular gear, but wide spacing is substituted for barriers and partitions. Figs. 13, 14 and 15 show typical arrangements of 132 kV substations employing outdoor gear.

The high cost of 132 kV switchgear makes it desirable to reduce to a minimum the number of circuit breaker equipments employed at a switching station. On the Grid, therefore, where there are only two feeders, the "three switch" arrangement is adopted as shown in Fig. 13.

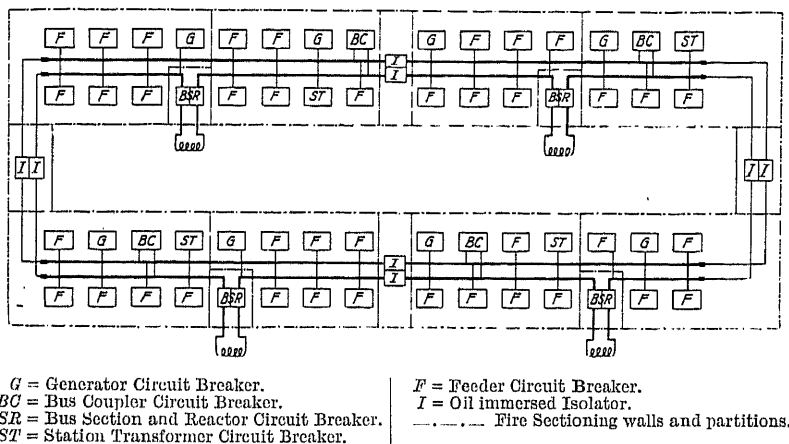


Fig. 16. Diagrammatic layout of power station switchgear; generating capacity 240000 kW. Bus-bars divided in four sections by reactors. Dotted lines indicate walls and fire partitions. (See Fig. 10.)

This is not designed for extension and possesses the feature of low height and ease of maintenance. Where there are more than two feeders, double bus-bar arrangements are employed, examples of which are shown on Figs. 14 and 15. The first of these is of the "low" type and the second of the "high" type which is employed where space is limited. Alternative arrangements to that shown on Fig. 13 are employed for two feeder stations where extension is likely and these are designed to develop to the types shown on Figs. 14 and 15. The design of the 132 kV switchgear on the British Grid is discussed fully in the paper given by Messrs. *Johnstone-Wright* and *Marshall* before the British Institution of Electrical Engineers (I.E.E. Proceedings 1929).

The principles governing the layout of metal clad gear do not differ from those applying to cellular type gear except that since metal clad gear has been shown in practice to possess a considerable degree of fire resistance, is effectively phase isolated, and offers a much reduced risk in operation, a certain amount of latitude is permissible in applying

the principles. In cellular type gear it is assumed necessary to provide barriers between individual circuit breakers and between these and the bus-bar isolators, whilst in metal clad practice it is considered sufficient to provide barriers between groups of circuit breakers.

Fig. 16 shows a typical layout of a power station switchhouse employing metal clad switchgear of the type shown in Fig. 10. In this arrangement the bus-bars are divided into four sections by reactors and the system is divided into four corresponding areas. To give full security to any area, isolating devices are provided in separate fireproof rooms at the mid-point of each bus-bar section and the two halves of any one bus-bar section are not accommodated in the same room. In a later form now in process of construction, entirely separate rooms are provided for each half section. A diagram of this arrangement is shown in Fig. 17. Complete oil drainage and CO₂ fire fighting equipments are provided

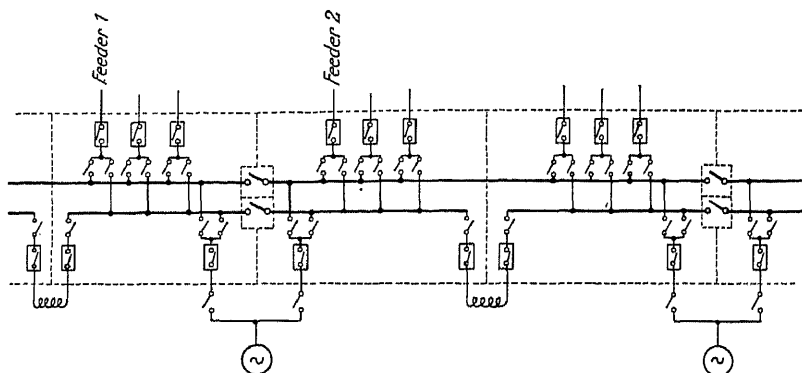


Fig. 17. Key diagram of connections of large power station switchgear employing two circuit breakers per generator housed in different rooms and one circuit breaker per feeder. Dotted lines show fire partitions.

with these arrangements, as well as central oil pumping and filtering plant. The switchhouses are maintained at a temperature above dew point to prevent condensation of moisture.

The Authors feel that circuit breaker design throughout the world is still in a state of flux and far from finality, and that insufficient experience is yet available of circuit breaker operation when interrupting faults of 1000000 kVA and upwards. They feel that to ensure maintenance of service from an important switching station, it is necessary to lay out the switchgear in such a manner that the effect of a circuit breaker failure is limited.

The Authors feel that the industry is on the verge of big developments in oil circuit breaker design. The American Deion breaker and the British Quenched Arc breaker are examples which show the trend of modern attack on the circuit breaker problem and it is perhaps not too much to expect that before long circuit breaking will no longer be "explosive". If these expectations are realised, then switchgear

layout will, no doubt, be considerably more compact than at present and, for this reason, the type of switchgear will tend more than ever to be metal clad. If the non-explosive circuit breaker does not materialise, then, as the breaking requirements increase, switchgear will tend to be more spread out with wide spaces or substantial barriers between circuit breakers. A possible development is metal clad gear placed out

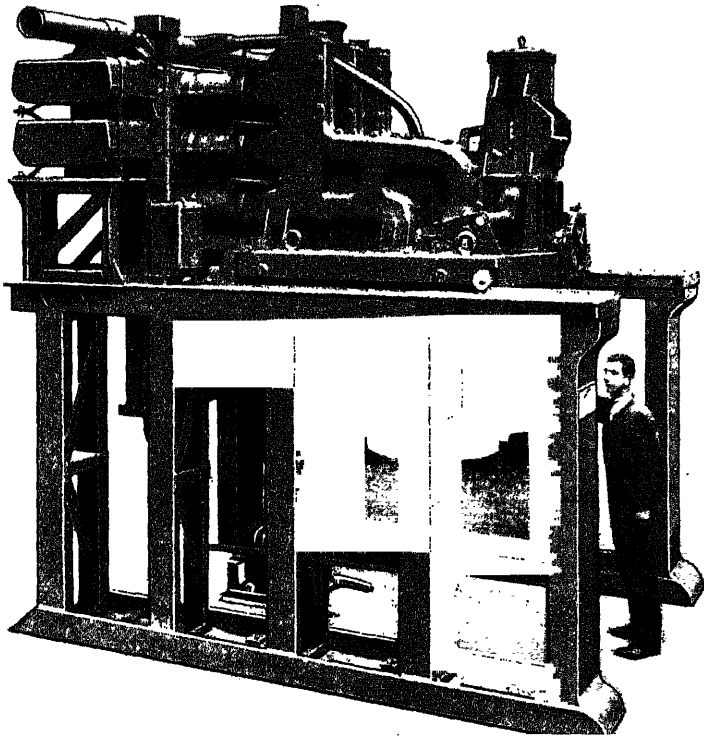


Fig. 18. Example of horizontal draw-out double Bus Bar switch unit 1000 000 kVA breaking capacity.

of doors with the switch units widely spaced or, alternatively, metal clad gear with the switch units enclosed in strong fireproof cubicles and with the circuit breakers themselves well separated from the rest of the gear.

Résumé

Le rapport discute les applications actuelles en Grande-Bretagne, dans la conception et la réalisation d'appareillage d'une capacité de rupture de 1000 000 kVA et plus.

On constate que l'influence du réseau anglais produit une tendance vers l'interruption à de plus hauts voltages, et vers l'accroissement dans le prix des appareils individuels d'interruption, et dans les puissances qu'ils contrôlent.

Les caractéristiques principales d'interrupteurs à haute pression résident dans l'emploi de réservoirs à huile conçus de façon à résister à de hautes pressions internes, et l'emploi, soit d'«explosion pots», soit de contacts à plusieurs interruptions.

On donne des exemples de divers interrupteurs à haute puissance, entr'autres ceux à 132 kV placés sur le réseau.

On communique le fait que l'on emploie en Angleterre de l'appareillage blindé pour l'interruption de hautes puissances jusque 33 kV, même déjà pour 66 kV, et, quand l'occasion favorable se présentera, on l'emploiera même pour 132 kV.

Le rapport décrit les caractéristiques principales de l'appareillage blindé, de même que les diverses méthodes d'isolement des coupe-circuits, et la sélection des barres omnibus.

Il donne les principes du type cellulaire d'appareillage et il donne des exemples de ce qui se fait en Angleterre, en comparaison du type allemand d'appareillage à «Halls».

Il donne des exemples de plusieurs sous-stations à 132 kV à l'air libre du réseau, et l'arrangement spécial de l'appareillage dans ces sous-stations.

L'appareillage blindé semble convenir mieux que l'appareillage du type «ouvert» pour des installations extérieures dans des contrées où l'atmosphère est chargée d'impuretés. Il donne des exemples d'appareillage blindé pour l'extérieur.

L'emploi de barres omnibus doubles est général dans des usines génératrices importantes, et on décrit les diverses méthodes de sélection des barres omnibus. Les auteurs, après avoir examiné l'emploi de deux disjoncteurs par circuit, un pour chaque barre, concluent qu'il ne se justifie que pour des circuits de très grandes stations génératrices, dans les conditions anglaises.

Le rapport donne les principes de l'exécution de stations d'appareillage importantes, et l'opportunité d'une division, ou d'un espacement convenable, pour diminuer les risques d'incendie.

On s'attend très prochainement à des perfectionnements dans la conception et le fonctionnement de coupe-circuits à haute puissance. Si on parvient à obtenir une rupture non explosive, les auteurs prévoient une simplification considérable dans l'arrangement et l'exécution de l'appareillage.

United States of America

Modern American Circuit Breaker Practice for Alternating Current, High Power Service

National Electric Light Association

J. B. McNeill

Many improvements have been made in the design and manufacture of oil circuit breakers in America in the last few years due to the necessity of providing for users of large equipment more reliable apparatus and apparatus to handle the ever growing short-circuit power existing on the large systems. Ten years ago breakers of 500 000 to 1 000 000 arc kVA represented the upper limits of requirements. When the first equipment for the New York, Hell Gate Station was purchased in 1920, the duty of 750 000 arc kVA was foreseen, but due to lack of confidence in ratings of circuit breakers the customer purchased the best design obtainable rated for 1 500 000 arc kVA. At the present time capacities up to 2 500 000 arc kVA are quite common for practically all the standard operating voltages from 15 000 V up to 220 000 V.

Some years ago it became obvious that the then existing standards of performance were not satisfactory. According to the old A.I.E.E. definition, a breaker had met its rating if it opened successfully a short circuit a specified number of times¹ even though the breaker structure might have been seriously damaged in the process. Considerable throwing of oil and even flame, as well as distortion of mechanical parts still fell within the scope of permissible performance.

In recent years the standards have been changed to demand improved performance² so that now a circuit breaker must perform under the duty cycle for which it is rated without emitting any flame and with a minimum of oil throwing, and also the mechanical structure must be practically perfect at the end of the duty cycle, with the exception of burning of arcing tips and the depreciation of the oil from arcing.

It also has been found necessary in many cases to design circuit breakers so that they will withstand much more severe duty cycles, that is, opening and closing operations under short-circuit conditions, before inspection and maintenance are necessary. Some years ago it was generally felt that if a circuit breaker opened its rated short circuit kVA twice, that it had done all that could be expected and that it should be taken out of service for inspection and repair. Of late years,

¹ See A. I. E. E. Standards September, 1922.

² See A. I. E. E. Standards 19. July, 1925.

however, it has been realized that a breaker which will open its rating twice and still be in good mechanical condition is generally good for more operations before requiring maintenance, even though it is sold on a two OCO (open-closed-open) duty cycle. Recent records show in many cases, therefore, that circuit breakers can interrupt their rating a dozen or more times at short intervals without depreciation of either the oil or the breaker structure to the extent that makes maintenance necessary.

The design of an adequate oil circuit breaker involves two things: first, a means of quenching the arc with a minimum expenditure of arc energy in the breaker; and second, a physical structure to take care of the arc gases and resultant pressures with a minimum of disturbance. Under the first head come such items as high speed contact operation, explosion pots, multiple breaks (where properly applied), increased head of oil, shunt resistors in the breaker structure, magnetic blowouts, etc. Under the second head come cylindrical tank construction, domed pole unit tops, adequate air space above the oil, mufflers, gas separators and other means of gas control, inert atmosphere above the oil, isolation of gas chambers from the remote control and operating mechanism, etc.

Possibly more attention has been given in the past to providing adequate physical structures than to reducing energy loss in the arc. The large manufacturers, having provided high power testing apparatus, are able to make great reductions in energy loss and the consequent strains on the circuit breaker structure.

Within the last year or two there has been a demand that a circuit breaker not only interrupt a circuit when the relay contacts close and the trip coil is energized, but to do this in a limited period of time. The over-all time of switching performance is becoming a major question now that we are in a better position to assure an adequate circuit breaker structure and its ability to handle the energy rupturing requirements imposed upon it. High speed of circuit breaker operation is apparently the best answer so far provided for the stable operation of large systems under fault conditions.

An analysis of one large American system (Conowingo) shows that with a single line-to-ground fault, the water-wheel machines will run in synchronism with the city system 60 miles away if the 220,000 V switching is done in 25 cycles or less on a 60 cycle circuit with the full plant capacity of 280,000 kW in operation. However, if two conductors of the three-phase circuit are involved in the fault, the switching must be performed in approximately 11 cycles of the 60-cycle circuit to keep the hydro and the city system in synchronism. The worst possible condition is a dead short circuit involving all three conductors and under this condition the complete switching operation, including action of the relays, must be performed in 7 to 8 cycles on the 60-cycle circuit. Two years ago one would have said it was not feasible to switch 220,000 V in 8 cycles, but now two large American manufacturing companies have produced and tested breakers on this system which with their high-speed relays handle the short circuit uniformly in 8 cycles or less.

Conditions other than system stability, in some cases, demand high-speed operation of circuit breakers. High operating speed has been particularly necessary in the 11000 V, single phase, a-c. railway electrification field where comparatively heavy currents may flow through ground, with possibilities of interference in communication circuits and unnecessary damage to line and car equipment. There has been a strong demand from the railroads for high speed circuit breakers, and this demand has been heartily supported by the communication interests because of possible interference on communication and signal circuits parallel to contact lines.

With this brief review of the requirements being imposed upon switching equipments in America, let us see what changes are being made in apparatus to meet these requirements. For this purpose circuit breaker apparatus may be grouped under three headings:

1. Industrial oil circuit breakers.
(Moderate voltage and interrupting capacity.)
2. Powerhouse circuit breakers.
(Medium voltage — heavy interrupting capacity.)
- 2a. Railway contact line breakers.
- 2b. "Deion" breakers.
3. High voltage breakers.

Industrial Oil Circuit Breakers

(Moderate voltage and interrupting capacity)

Much of the industrial oil circuit breaker equipment centers around the introduction of the single cylindrical tank breaker with all three poles in the one tank provided with insulating barriers between poles, and the whole structure having a strength comparable with large powerhouse breakers. This construction is shown in fig. 1 and is typical of that made by the larger American manufacturers. It has been found by test that generally this type has better arc interrupting characteristics than apparatus where the three poles are arranged in separate tanks, as the currents in the arcs react on each other and thus generally reduce the time of arcing and the energy loss. This equipment is compact and sufficiently strong to withstand all gas pressures or secondary explosions found in practice, and the air chamber can be readily vented outside the immediate switching structure or outside the building if desired. Fig. 2 shows the arcing characteristics of this apparatus for 6600 and 13200 V service, indicating a decrease of arcing time with increase of current, which makes the handling of relatively large quantities of energy in a restricted space feasible. This apparatus is applicable to 15000 V or less. The inverse arc characteristic is not secured at high voltages except at large powers. For example, the current at 25000 V, that gives reduced time of arcing, represents a power beyond the ability of this device in moderate sizes³. This type is very popular for indoor metal clad equipments due to the small space required, the

³ Improvements in Oil Circuit Breakers, J. B. MacNeill, A. I. E. E. Quarterly Trans., July, 1928,

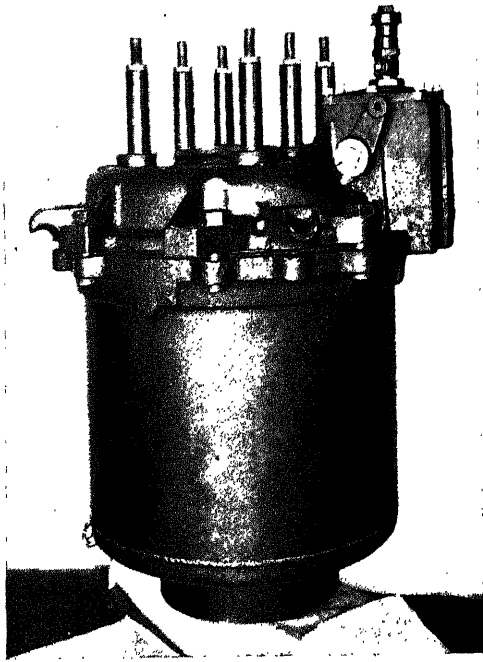


Fig. 1. A typical cylindrical tank oil circuit breaker with the three poles in a single tank.

Circuit breakers of this type are applied in industrial and moderate capacity substation service up to 350000 kVA rupturing duty at 15000 V, and up to 2000 A current carrying capacity.

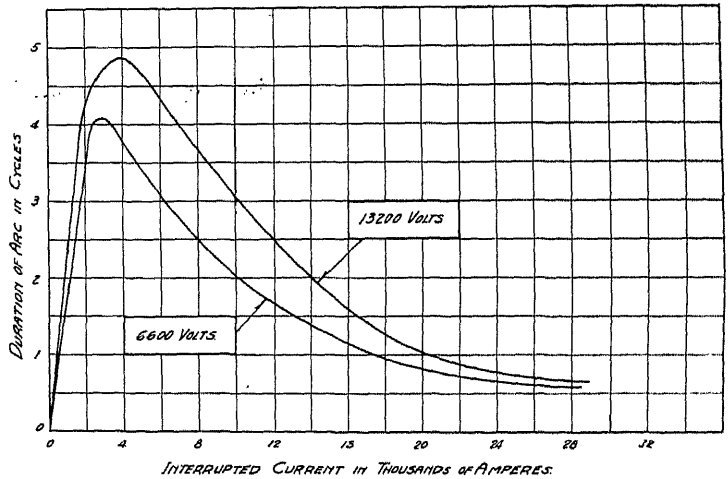


Fig. 2. Typical curves showing arcing characteristics of moderate capacity oil circuit breakers at 6600 and 13200 V.

The decrease of arcing time with increase of current makes feasible the interruption of relatively large powers in a restricted space.

prevention of oil-throwing in the metal housing, and the facility with which gases can be led to the expansion chamber and outside the metal switch structure. The economic advantages of this form of construction have been demonstrated for capacities up to 350 000 arc kVA at 15 kV, i. e. structures having tank diameters of 32" or less, but for larger sizes the multiple-single-pole construction is favored because of flexibility without increased cost.

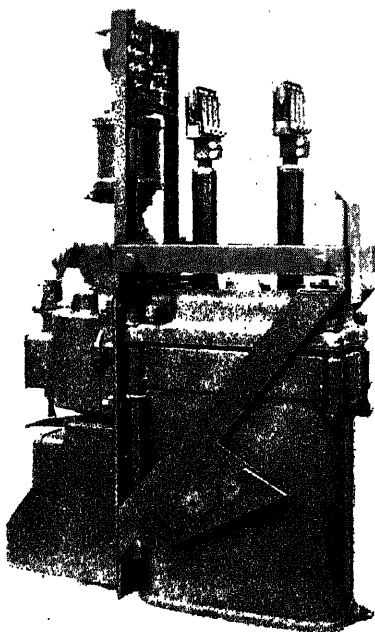


Fig. 3. A modern multiple-single-pole form of construction.

This type of construction is applied in moderate capacity service up to 250 000 kVA at 15 000 V, where it is required to open single poles without interrupting all phases of the circuit.

The success of these compact cylindrical tank breakers having all three poles in one tank, has led to the general demand for breakers that do not throw oil, even in smaller sizes which previously have been characterized by light mechanical construction without particular effort being made to prevent oil throw. Several lines of apparatus, therefore of multiple-single-pole form with non-oil-throwing features have been produced in the past two years to take care of the types of switching service where it is required to trip single poles without interrupting all phases. Fig. 3 shows a photograph of one such design made in capacities of 90 000, 125 000, 175 000 and 250 000 arc kVA, and made sufficiently rugged to prevent oil throw under the worst short-circuit conditions, and also equipped with gas control devices similar to the round tank breakers.

Powerhouse Circuit Breakers

(Medium voltage — heavy interrupting capacity)

This class includes 15000 and 25000 V apparatus in all capacities up to 2500000 arc kVA. It is here that the hazard of oil is greatest, due to the possibilities of fire within the station, and a great deal of money has been spent on research looking to an adequate circuit breaker not using oil. The conventional oil breaker, however, at the moment

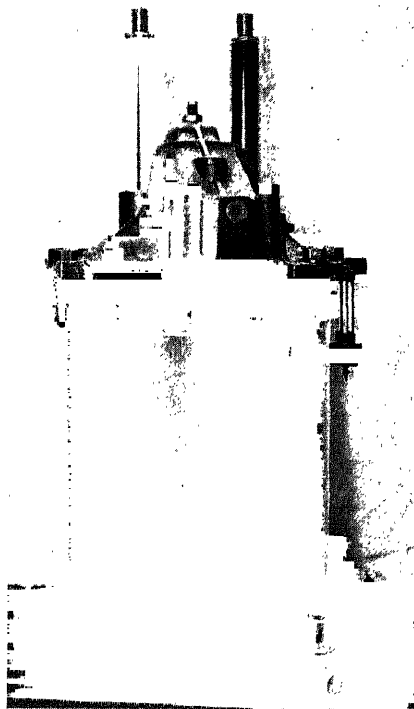


Fig. 4. One of the larger breakers of the powerhouse class.

Circuit breakers of this type with a separate tank for each pole are applied in heavy duty powerhouse service up to 2500000 arc kVA.

remains the dominant factor in the commercial field. The form most generally used is the rugged, dead-round-tank type having crowned tops and bottom with a gravity opening of contacts assisted by heavy spring acceleration and with all contacts inside the tank structure, such as is shown in fig. 4. One large company still makes the live-pot form of breaker for certain applications in this field.

The design of powerhouse breakers in America received a great impetus in 1920 and 1921, due to the comprehensive field tests made by the Consolidated Gas Electric Light & Power Company of Baltimore, involving short-circuit currents up to 25000 A at 13200 V, three phase,

or approximately 570000 arc kVA. While this power is much below the limits for which such apparatus is sometimes sold, still these tests were beyond anything previously experienced in America under conditions where accurate observation and measurement of the power involved and the effects on the circuit breaker structure could be determined. It may be well to look at these tests in retrospect because the thousands of factory tests and the hundreds of field tests made since have only served to accentuate the characteristics observed at that time. The outstanding result was the discovery of the inverse arcing characteristic of properly designed apparatus for service at 15000 V and below at high currents, and the realization that the inherent magnetic blowout effects of the single-turn loop formed by the contact construction in itself was sufficient to reduce arcing time to an average of below one cycle on 25 cycle circuits. In many cases consistent results at one-half cycle of arcing at the higher currents were obtained^{4,5,6}. This general characteristic has already been shown in fig. 2.

This revised conception of duration of arcing at high currents naturally carried with it a revised idea of the energy dissipated in the tanks of such circuit breakers when opening short circuits, and made possible the application of simple designs for very high power service which previously would not have been thought possible. These tests resulted in a general house cleaning of a lot of ideas that had grown up for several years on the basis of limited test data and which if carried to conclusion would have led to unjustified physical constructions. For example, it was shown that more than two breaks per pole for 12000 V service may be a positive hazard at high powers due to arcs blowing together. With four breaks per pole also, there is expended in the tank more arc energy than is necessary because the arc must hold on at least to the end of the first half cycle; two breaks per pole will open the arc just as quickly at ordinary speeds and with less arc energy than four breaks give. At this time the hazard of porcelain in breakers subjected to heavy short-circuit currents was demonstrated and condenser terminals or the equivalent came into use for this class of service. Mufflers and gas separators for control of tank gases and non-burning tank liners were developed at the same time.

Another result of these tests was the realization that for 15000 V and below, the dielectric test of the oil is practically immaterial as far as arc rupture is concerned, since equally good results were obtained with oil at 30 per cent or even less of its original value as when the oil was first placed in the breaker. It must not be concluded from this that bad oil is permissible in a circuit breaker, but only that the phenomena of arc rupture itself at lower voltages is not seriously affected by the dielectric strength of the oil. Other conditions, such as creepage through the oil or over insulating surfaces, of course, demand that the oil be

⁴ Baltimore Oil Circuit Breaker Tests, *H. C. Louis* and *A. F. Bang*, A. I. E. E. Trans. 1922 Vol. XLI, p. 640.

⁵ Tests on General Electric Oil Circuit Breakers at Baltimore, *J. D. Hilliard*, A. I. E. E. Trans. 1922, Vol. XLI, p. 647.

⁶ Tests on Westinghouse Oil Circuit Breakers at Baltimore, *J. B. MacNeill*, A. I. E. E. Trans. 1922, Vol. XLI, p. 653.

kept in good condition. It must not be inferred that the foregoing would be true on higher voltages where the condition of the oil is a more vital factor as affecting possible re-establishment of the arc, and breakdown along insulating surfaces after the arc had been opened. Still another result was the demonstration that if a breaker was properly designed and would adequately handle its rating on one or two operations, then it would probably handle the same rating on several more. In one case a relatively small breaker having 16 inch diameter tanks per pole opened an average of 20000 A twelve times in fairly rapid succession, and the demonstration on the last test was of the same nature as on

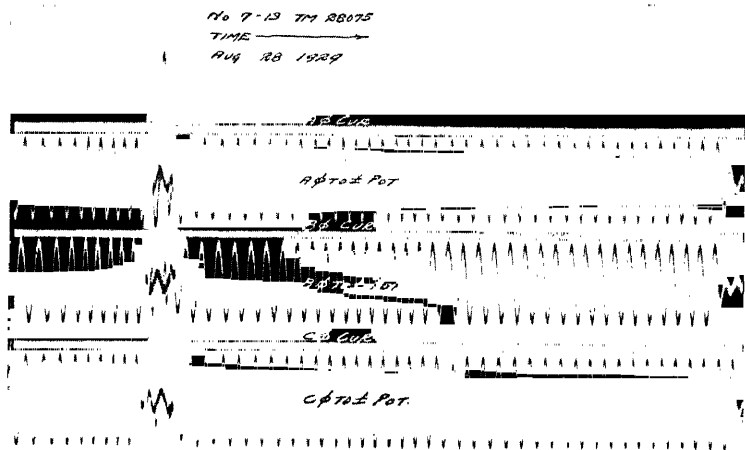


Fig. 5. Oscillogram of short-circuit test at 27000 A, on a 12000 V, 60-cycle, cable system.

This test was made with the breaker shown in fig. 6 and shows the short duration of arcing characteristic of heavy currents at moderate voltages.

the first. Possibly there was less disturbance on the later operations since the air at that time was completely exhausted from the top chamber of the breaker, and the possibility of explosive mixtures in the air chamber was eliminated.

In the past two years the Commonwealth Edison Company of Chicago has made a large number of tests on 15000 V circuit breakers at their Crawford Avenue Station. This station operates at 12000 V, 60 cycles, and currents up to approximately 30000 A have been interrupted. Fig. 5 is an oscillogram of one of these tests showing the short time of arc duration. Incidentally, complete duration of short circuit is very short as the breaker on test is tripped from a cycle drum before closing breaker is completely closed. In this way the breaker is tested satisfactorily on CO (closed-open) operations while subjecting the system to the least possible disturbance.

It is worthy of note that on both sets of field tests here referred to, involving several hundred short circuits on large systems while carrying full load, the testing has been done with a minimum of disturbance to system operation and practically no damage to connected apparatus. This is possible because of the large amounts of apparatus on the system and the location of the short circuit so as not to impose a duty of more than approximately 100 per cent overload on any generator. Fig. 6 shows a modern powerhouse breaker rated at 350 000 arc kVA at 15 000 V as tested in Chicago.

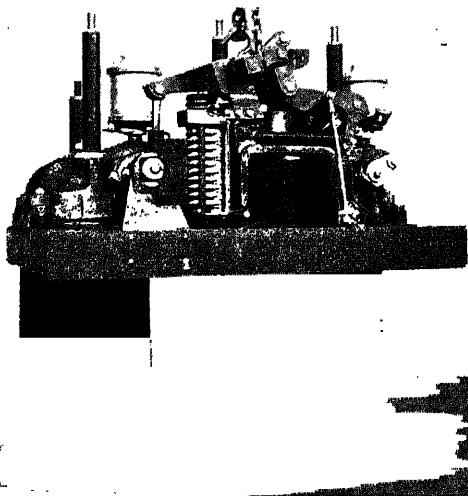


Fig. 6. A powerhouse breaker of moderate rupturing capacity. This type of construction with the three tanks on a single top frame is used in powerhouse service up to 525 000 arc kVA at 15 000 V where small installation space is a determining factor.

Railway Contact Line Breakers

As previously stated, one of the interesting developments in moderate voltage circuit breakers in America in the recent past is that of breakers to remove short circuits from railway contact lines in a minimum of time. Three large railroads have adopted a standard calling for complete switching of the 11 000-V, 25-cycle circuits for all currents above 2000 A in 0.04 sec. This standard has been adopted by the railroads after exhaustive research on the part of their engineers into the effect of duration of short circuit on contact lines, car equipment, and synchronous machines, as well as the hazards to their operators and the traveling public, and further research by communication engineers into the possibilities of reducing inductive interference on communication and signal circuits where these circuits parallel railway contact lines.

Fig. 7 shows an oil circuit breaker developed for this service⁷, a considerable number of these breakers having been in service for over a year and a half, while a limited number of an older type have been in service for over five years⁸. Fig. 8 is an oscillogram showing the complete switching function of the circuit breaker and its high speed relay. It will be noted that the total duration of short circuit on the 25-cycle, 11000-V system is one cycle, of which the relay required 0,195 cycles, and the duration of arcing was 0,465 cycles.

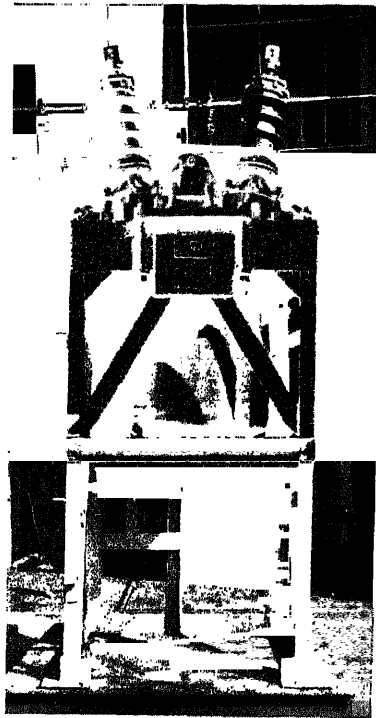


Fig. 7. A high speed oil circuit breaker for 11000 V a-c. railway service. This breaker with its high speed relay operates to interrupt short circuits of from 2000 A upward, at 11000 V, 26 cycles, in one cycle or less, including relay time.

These results are accomplished by speeding up all functions of the breaker. A quick-acting, direct-current, laminated shunt trip magnet is provided with a high-energy, low-inductance, tripping coil and a short air gap, in order that the build-up of flux in the magnetic circuit may be very rapid. The latches are designed to release with a minimum movement as well, and as a result the time from the instant energy is

⁷ High Speed Circuit Breakers for Railway Electrification, *H. M. Wilcox*, A. I. E. E. Quarterly Trans., October, 1928, Vol. 47, p. 1285.

⁸ Operating Experience with High Speed Oil Circuit Breakers, *B. F. Bardo*, A. I. E. E. Quarterly Trans., October, 1928, Vol. 47, p. 1293.

TRIP COIL CURRENT

16400 PEAK VOLTS

3600 R.M.S. AMPS

Fig. 8. Oscillogram of short circuit test at 3640 A, 11800 V, 25 cycles.
This test was made with a high speed oil circuit breaker designed for 11000 V railway electrification and actuated by a high speed relay.

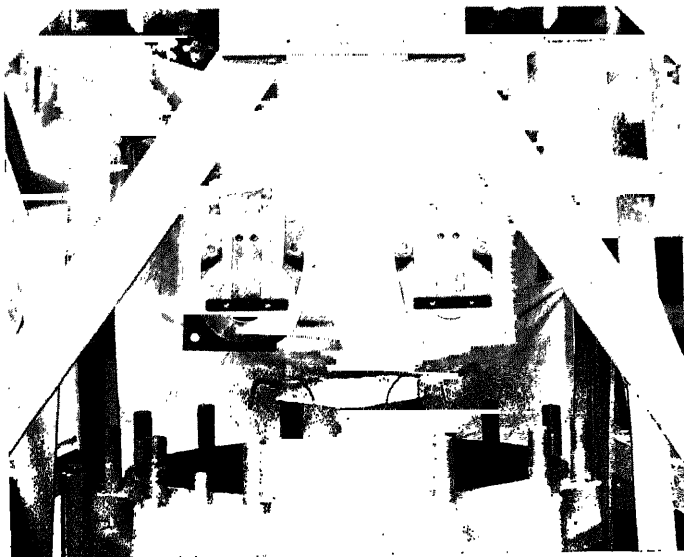


Fig. 9. Contact arrangement of the breaker shown in fig. 7.
Magnetic blowout coils in series with the main current circuit assure speedy extinction of the arc.

placed on the tripping coil by the relay until mechanical movement of the contacts can be measured is quite short (approximately 0.008 sec). Moving masses to be operated at high speed after the latch is released are reduced to a minimum by a construction in which the moving contact with its lift rod is tripped free from the contact operating linkage at the upper end of the lifting rod resulting in a mass of only slightly more than 4 pounds to be accelerated at high speed. A 2500 pound accelerating spring concentric with the lifting rod acts directly upon this mass and produces a velocity of approximately 28 feet per second.

Fast interruption of the arc is assured by powerful magnetic blowout fields located in the oil, as shown in fig. 9. These magnets are so designed that their magnetic circuits saturate at a point fairly low in the current range, their principal need being for low current values where the fields are inherently weak. From the point of view of inductive interference, however, it is just as essential that short-circuit currents of from 2000 to 2500 A be interrupted at high speed as for higher current values, since these lower current values at the breaker may mean that the fault is located far out on the contact line and the length of exposure to which the parallel communication circuit is subjected is correspondingly large, thus producing voltage surges in such circuits approximating those produced on shorter lengths of line with higher current values.

One large American manufacturer has developed a high speed air-break breaker for 11000 V railway electrification, and some of these breakers are now in service⁹. In general this conforms to the type of construction used in high speed, direct-current railway breakers with arc chutes designed to permit a considerably longer arc and using additional blowout coils. Magnetic tripping is used, the contacts being maintained in the closed position by a holding magnet, energized by a direct current coil, across the poles of which a holding armature is bridged. In tripping the flux is shifted from the holding magnet to a magnetic bypass circuit, thus releasing the armature. The saturated-current transformer type of tripping circuit is used to provide unidirectional current for flux shifting purposes, two transformers being provided saturated in opposite directions so that no matter what the direction of the current in the primary a-c. tripping circuit may be, one transformer will always be active in the first half cycle of short circuit.

“Deion” Breakers

There has been considerable research work done looking toward the development of a circuit breaker which does not require the use of oil, particularly in the indoor, high-power, moderate-voltage types used in large generating stations. Up to the present time the most promising of these developments is the “Deion” breaker, which has been brought to the point of consistent interrupting performance up to 25000 A at 13000 V, with some tests somewhat in excess of this amount. Several of these breakers are now in operation on 12000 to 13000 V circuits

⁹ High Speed Circuit Breakers, *J. W. McNairy*, Quarterly Transactions A. I. E. E., October, 1928, Vol. 47, p. 1276.

and they are being built in considerable numbers. It is perhaps rather early to state what the effect of this development on indoor switching structures will be, but the breaker has commanded a great deal of interest and is viewed optimistically by the operating people.

The breaker represents a unique application of well established principles governing electronic discharges in gases^{10,11}. Its interrupting operation is dependent on the formation of a thin deionized layer of gas immediately adjacent to the cathode on the occurrence of a zero



Fig. 10. A 15000 V "Deion" circuit breaker installed for service.

This breaker was equipped with a high speed relay and tripping magnet for special protective purposes.

in the current wave, which forms at a rate considerably above that at which the impressed voltage may rise in any practical circuit. In the "Deion" breaker this principle is applied by subdividing the single long arc drawn on the contacts, into a multiplicity of very short arcs in series, each subject to the formation of an insulating gas layer at the current zero^{12,13}. The entire arc stream becomes, therefore, a series of insulat-

¹⁰ Extinction of an A-C. Arc, *J. Slepian*, A. I. E. E. Quarterly Transactions, Vol. 47, October, 1928, p. 1398.

¹¹ Theory of the "Deion" Circuit Breaker, *J. Slepian*, A. I. E. E. Quarterly Transactions, Vol. 48, April, 1929, p. 523.

¹² Structural Development of the "Deion" Circuit Breaker, *R. C. Dickinson* and *B. P. Baker*, A. I. E. E. Quarterly Trans., Vol. 48, April, 1929, p. 528.

¹³ Field Tests of the "Deion" Circuit Breaker, *B. G. Jamieson*, A. I. E. E. Quarterly Trans., Vol. 48, April, 1929, p. 535.

ing gas layers, forming simultaneously and deionizing the entire path so quickly that current cannot flow on the succeeding alternation.

For current values of from 15000 A and above, where the blow-in forces are inherently heavy, this usually results in one-half cycle of arcing for circuit interruption. For currents of the order of 3000 to 5000 A, where the blow-in forces are weaker, arcing frequently appears

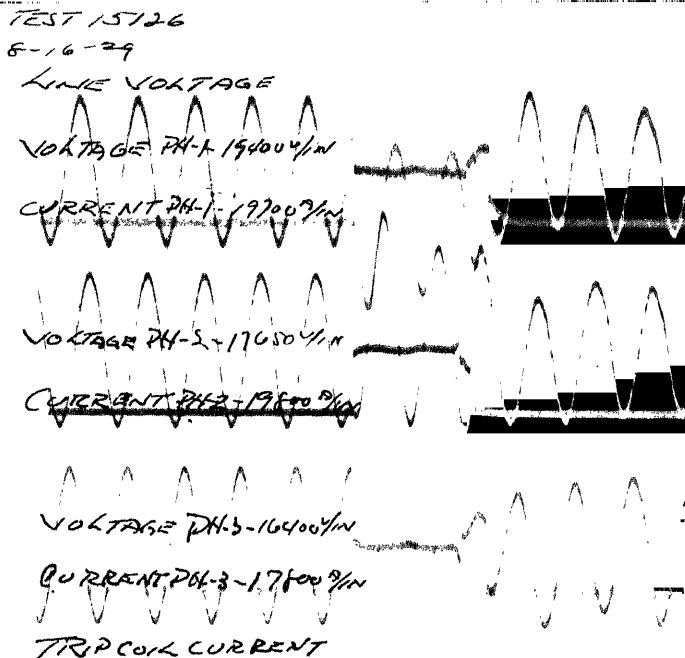


Fig. 11. Oscillogram of a test made with the breaker shown in fig. 10. On this test, the breaker interrupted an average current for the three phases of 9780 A at 13200 V, 60 cycles.

in parts of two half-cycles, the additional zero appearing while the arc is rising from the contacts to the deionizing chamber. Exhaustive tests over the complete current range down to $\frac{1}{2}$ A at 13000 V have demonstrated the ability of the breaker to interrupt line charging currents, and magnetization currents of transformer circuits as well as short-circuit currents. The greatly reduced duration of arcing on this breaker makes it particularly applicable to such powerhouse circuits as require that duration of a fault shall be reduced to the minimum, and present forms of this breaker are designed to interrupt short-circuit currents of

5000 A and above at 13000 V, in from 6 to 9 cycles (60-cycle wave) total duration of short circuit, when actuated by a conventional speed overload relay and direct-current shunt tripping mechanism.

On special applications for which even faster interruption is desirable, special relay equipment may be provided. Fig. 10 shows a 15000 V, three pole, "Deion" circuit breaker installed in the Maypole Substation of the Commonwealth Edison Company, Chicago, for special protective purposes on a 12000-V, 60-cycle circuit. This breaker is provided with a special high-speed tripping magnet actuated by a high-speed relay,

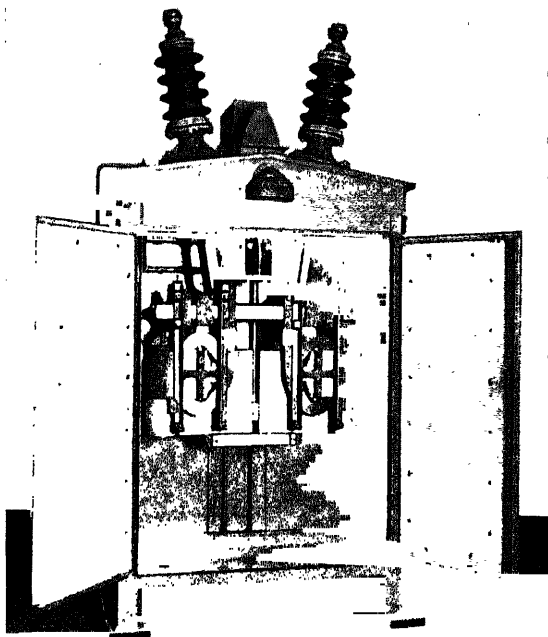


Fig. 12. A high speed "Deion" circuit breaker for 11000 V, a-c. railway service. This breaker is designed for the same service in which the oil breaker shown in fig. 7 is applied.

which enables it to clear short circuits greater than 5000 A within 3 cycles, including relay operation, mechanical action of the breaker and interruption of the arc. Fig. 11 is an oscillogram showing typical action of this breaker on short circuit test.

Fig. 12 shows a single pole breaker of the "Deion" type for 11000-V, 25-cycle, railway, contact line service. This breaker is designed for the same service as the oil breaker previously referred to and gives the same over-all action, that is, removal of a short circuit of from 2000 A upwards in one cycle or less on a 25-cycle wave, this time including the action of the relay. One of these breakers is now in service in the Stamford Yards of the New Haven Railway. (Fig. 13 shows a

typical oscillogram of this breaker interrupting 12250 A at 11500 V, 25 cycles.)

The "Deion" development has been extended to the 25000 V class, and one of these breakers has been tested up to 21000 A (approximately 850000 arc kVA) on the 24000 V system of the Detroit Edison Company.

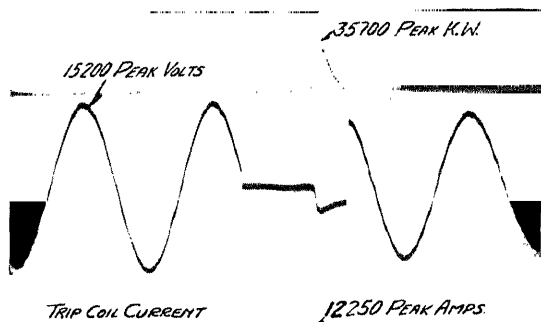


Fig. 13. Oscillogram of short circuit test at 12250 (peak) A, 11500 V, 25 cycles. This test was made with the "Deion" breaker shown in fig. 12, actuated by a high speed relay.

High Voltage Circuit Breakers

The study of stable operations on large systems operating at high voltage previously referred to, has in the past two or three years created a demand for improvement in the performance of circuit breakers for this service from the viewpoint of time of operation. Ordinary breakers with conventional relays have in the past taken from 20 to 30 cycles to interrupt a short circuit on systems of from 132000 to 220000 V, 60 cycles. The time involved in disconnecting the faulty portion of a system may be divided into three distinct elements: first, the relay time, necessary to detect the fault and energize the tripping circuit of the breaker; second, the mechanical time necessary to unlatch the breaker and move the contacts to the point of drawing an arc; and third, the arcing time or the time required for the arc to be extinguished and the circuit interrupted. Dependable relays either for ground or line-to-line protection which will energize a tripping coil in a cycle or less of a 60-cycle wave are now available, so that this element of time is reduced to a minimum.

Research work with the high power testing equipment now available has enabled at least two large American manufacturers of switching equipment to greatly increase the effectiveness of high voltage circuit breakers from the point of view of the other two time elements involved,

but working along quite different lines. To secure the desired results the Westinghouse Company has developed a decidedly improved means of arc extinction with only a moderate increase in mechanical speed of operation, while the General Electric Company has devoted its efforts to the use of explosion pots and considerably increasing the mechanical speed of operation.

Westinghouse Development

The reduction in arcing time due to the inverse arcing characteristics of heavy currents demonstrated at the Baltimore tests previously referred to, gave promise of very great improvement in arcing performance if the forces involved could be made available at all current values. Working along this line, the Westinghouse Company has developed a device known as the "Deion-Grid"^{14, 15}. This grid structure consists

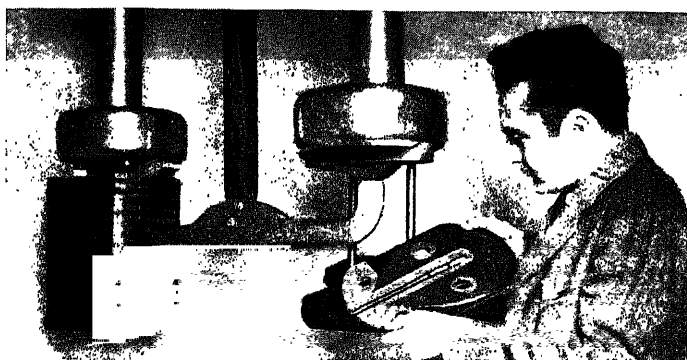


Fig. 14. "Deion-Grid" contacts for 110 kV oil circuit breakers.
One assembly is removed to show contact construction and grid details.

of a stack of plates built vertically, as shown in figs. 14 and 15, and mounted on the bottom of the circuit breaker terminals. Each grid is built up of several units, dependent on the voltage to be handled (approximately 10000 V per unit) and consists of plates of insulating material adding slots and oil pools so arranged that when assembled there is presented a narrow deep groove open at one end but closed at the other, in which the moving contact operates. Each unit of the grid is provided with a magnetic plate, as shown, which causes the arc drawn near the open end of the groove to be moved by the magnetic field created by the arc toward the closed end of the groove, thus being maintained in intimate contact with the trapped oil until interruption takes place.

The development of this device is the result of a fundamental study of high voltage arcs and of many devices for interrupting them, including

¹⁴ The use of Oil in Arc Rupture, *B. P. Baker, H. M. Wilcox*, presented before with Midwinter Convention, A. I. E. E. January, 1930.

¹⁵ Extinction of a long A-C. Arc., *J. Stepien*, presented before the Mid-Winter Convention, A. I. E. E. January, 1930.

practically all conventional circuit interrupting structures that have been in use in the past. Its advantage over any construction thus far

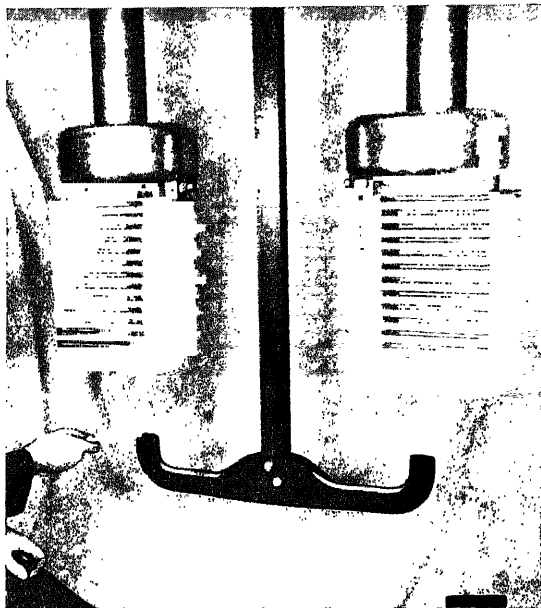


Fig. 15. „Deion-Grid contacts for 110 kV oil circuit breaker.
This set of contacts has been subjected to 14 tests on a 110 kV system, interrupting currents from 900 to 4000 A.

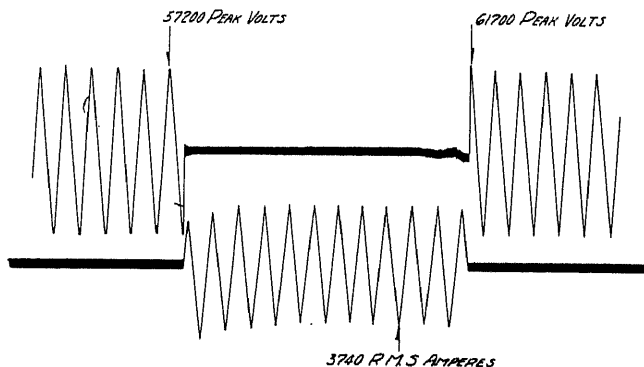


Fig. 16. Oscillogram of one phase of a threephase ungrounded test on a 66000-V, 60-cycle system.

This test was made with a breaker equipped with "Deion-Grid" interrupting 3740 A.

used lies in the greater arc voltage which it will interrupt per inch of break distance. This results in circuit interruption in a small percentage of the opening stroke as compared with previous conventional breakers

and in reduced kW/sec of energy expended in the arc. It employs an extremely simple contact construction with a wide latitude of adjustments, so that relatively unskilled workmen may assemble and maintain the apparatus properly. It is applicable over a wide range of opening speeds so that it may be applied to new designs or to older breakers in service without altering their present mechanical operating characteristics.

This development should not be confused with the "Deion" air breaker development, although both are the outcome of a single research investigation in fundamental arc phenomena. It differs from the "Deion" construction in that it does not subdivide the arc into a multiplicity of short arcs in series but handles it throughout as a single long arc. The insulating layer of gas adjacent to the cathode plays no role in this device and the arc itself is a hot-cathode rather than a cold-cathode arc. High speed movement of the arc after drawing is not essential in this device and a magnetic field of much less density is adequate for its operation. In addition, electrostatic balancers to insure a proper distribution of voltage are not necessary in this device, although essential to satisfactory operation of the "Deion" breaker.

In addition to some thousands of laboratory tests, several series of field tests have been made on some of the larger American systems to demonstrate the applicability of the "Deion-Grid" both to new and old circuit breaker structures operating at various voltages.

The Duquesne Light Company operates in the Pittsburgh district one of the largest 66000 V systems in the world and in Table I is given a record of a number of tests made with this device applied to a relatively slow speed type of breaker installed on this system some 8 or 10 years ago. Fig. 16 is a typical oscillogram of a single-phase line-to-ground short circuit with the system ungrounded. One set of 50 short-circuit tests both three-phase and single-phase was made on a three-pole breaker within a period of $2\frac{1}{2}$ hours, or as fast as oscillographic recording equipment could be reloaded. No maintenance was given the breaker during this series of tests and although 30 phase interruptions were made in one tank of oil, the dielectric test of the oil was substantially the same at the completion of the series as at the beginning, while the contacts were in a condition for further service without maintenance.

The average open break distance at interruption of the arc for all of these tests was about 3 inches on each of two breaks per pole unit. The lack of physical effort on the part of the breaker was noteworthy, there being no tendency of the breaker to jump on its foundation and no perceptible vibration of the tank structure. No oil was expelled from the exhaust on any test, the only indication of breaker operation being a slight puff of gas from the exhaust on about 50 per cent of the tests.

The performance of a breaker equipped with "Deion-Grid" was again demonstrated on the 110000 V system of the Alabama Power Company at Bessemer Substation. Table II gives the results of some of these

Table I. Typical Tests on 66 kV, 60 Cycle System, "Deion-Grid" Oil Circuit Breaker, Duquesne Light Company Pittsburgh, Pa.

Test No.	Duty Cycle	Interrupted R. M. S. Amperes	Arcing Time Cycles	Interrupted kV-A 3-phase Basis
Line-to-line				
1	OCO	2380	1.0	493 000
2	OCO	2380	2.0	493 000
3	OCO	2380	1.5	493 000
4	OCO	2300	1.5	476 000
5	OCO	6870	1.0	1 425 000
6	OCO	6720	1.5	1 395 000
7	OCO	6920	1.5	1 432 000
Line-to-ground				
1	CO	1050	1.5	132 000
2	OCO	1050	1.0	132 000
3	CO	1050	1.5	132 000
4	OCO	1050	1.5	132 000
5	CO	3100	1.5	390 000
6	OCO	3250	1.5	409 000
7	CO	3150	1.5	396 000
8	CO	3740	2.0	470 000
9	OCO	3740	2.0	470 000
10	CO	3870	2.0	487 000

Table II. Tests on 110 kV, 60 Cycle System "Deion-Grid" Oil Circuit Breaker, Alabama Power Co., Birmingham, Ala.

Test No.	Short Circuit	Duty Cycle	Duration of Short Cir. Cycles	Interrupted R. M. S. Amperes			Cycles of Arcing			Interr. kV-A 3-phase Basis
				Ph. 1	Ph. 2	Ph. 3	Ph. 1	Ph. 2	Ph. 3	
1	3 Phase	OCO	15.5	896	910	904	3.5	3.5	4.0	172 000
2	3 "	OCO	13.0	2340	—	2680	0.5	—	1.5	478 000
3	3 "	OCO	13.0	2800	2920	2820	1.5	1.5	1.5	543 000
4	3 "	OCO	13.5	3560	3640	3500	1.5	2.0	1.5	680 000
5	3 "	OCO	13.5	2750	3380	3020	1.5	1.5	2.5	582 000
6	3 "	CO	13.0	2630	3000	3120	1.5	1.5	1.0	555 000
7	3 "	OCO	6.0	3260	3520	3500	0.5	0.5	1.5	654 000
8	3 "	OCO	7.0	3300	3860	3700	1.0	2.0	1.0	692 000
9	3 "	OCO	7.5	3320	3840	3700	1.0	2.0	2.0	690 000
10	3 "	OCO	7.0	3200	—	3650	1.0	—	2.5	653 000
11	Line-to-ground	OCO	7.0	—	4000	—	—	1.5	—	715 000
12	"	OCO	7.0	—	4040	—	—	1.5	—	725 000
13	Line-to-line	OCO	8.0	—	3480	—	—	2.5	—	1 160 000
14	"	OCO	8.0	—	3540	—	—	2.0	—	1 170 000
Tests 1 to 6 Inc. tripped with overload instantaneous relay set for 2 cycles.										
Tests 1 to 14 Inc. tripped with auxiliary switch on closing mechanism.										
Oil Tests										
Before After										
25 kV 25 kV										

tests, and fig. 17 shows a typical oscillogram of a single-phase short circuit interruption. The breaker structure was one taken from service

on that system substantially the same as the one shown in fig. 18. This complete series of tests was marked by the extremely short period

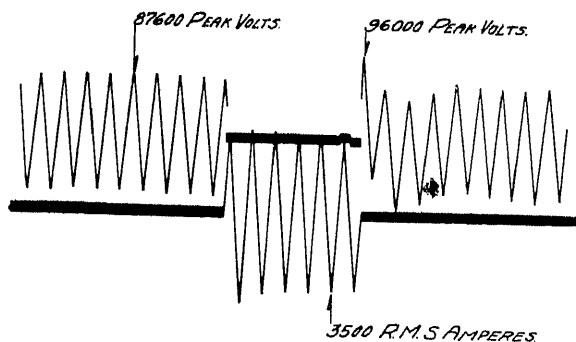


Fig. 17. Oscillogram of one phase of a three-phase ungrounded test on a 110000 V, 60-cycle system.

This test was made with a breaker similar to that shown in fig. 18, equipped with "Deion-Grid", interrupting 3500 A.

of arcing, and the small amplitude of arc voltage with the consequent minimum of arc energy expended, shown in the oscillogram. For

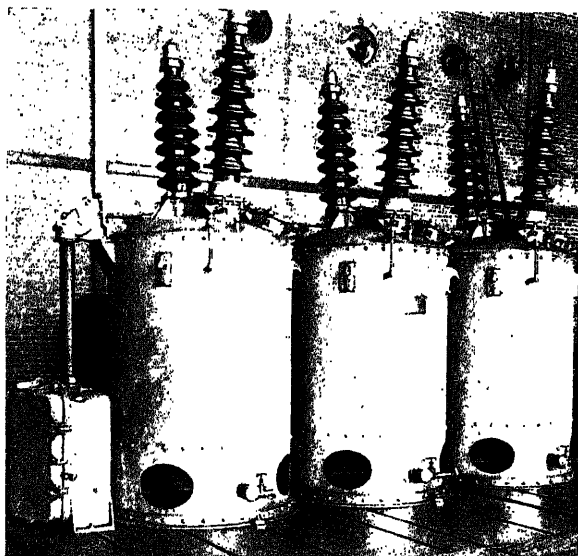


Fig. 18. A 110000 V oil circuit breaker set up for test.

A breaker similar to this equipped with "Deion-Grid" was used for the test shown in fig. 17.

comparison Fig. 19 shows the interrupting performance of the same breaker equipped with conventional contacts and subjected to test at the same substation and on the same circuit.

To demonstrate the application of this principle on 220000 V systems, a large number of tests have been made at the Plymouth Meeting Substation of the Philadelphia Electric Company. Tables III and IV show the characteristics of some of these tests. The tests were all single-

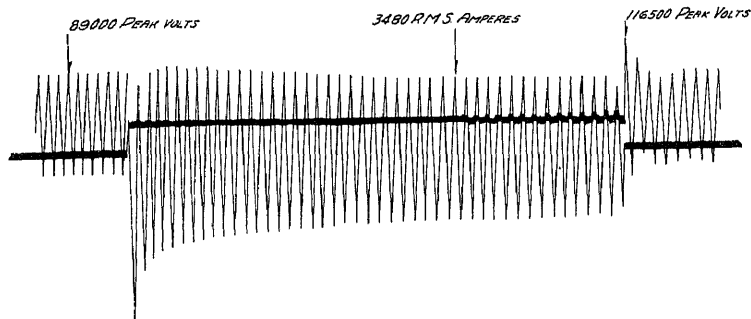


Fig. 19. Oscillogram of one phase of a three-phase ungrounded test on a 110000 V, 60-cycle system.

This test was made on the same circuit as that in fig. 17, using the same breaker equipped with conventional contacts, but without "Deion-Grid", interrupting 3480 A.

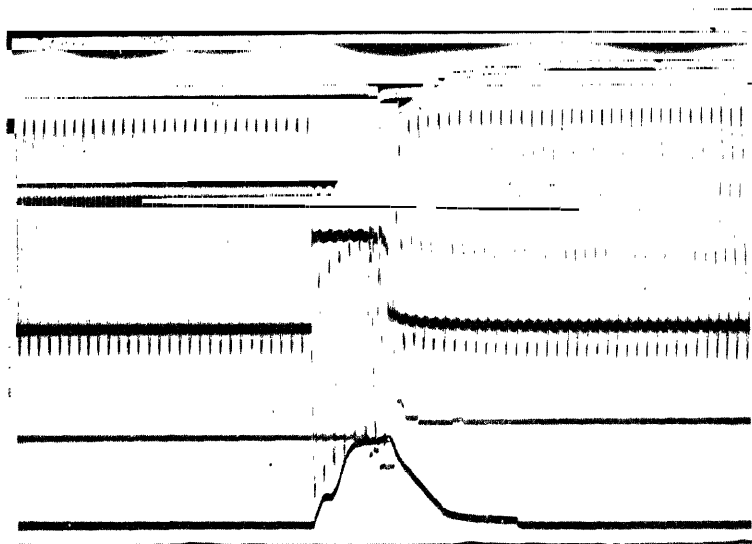


Fig. 20. Oscillogram of a single-phase test on a 220000 V, 60-cycle system. This test was made with the single-pole breaker shown in fig. 23 equipped with "Deion-Grid" interrupting 2840 A, line-to-ground, on a closed-open system.

phase line-to-ground and line-to-line, and the breaker structure aside from contacts and some of the pole mechanism levers was a duplicate of a number of breakers installed on this system at the Conowingo generating station about three years ago.

Table III. Typical Line-to-Ground Tests on 220 kV, 60 Cycle System "Deion-Grid"
Oil Circuit Breaker, Philadelphia Electric Company, Philadelphia, Pa.

Test No.	Duty cycle	Duration of short circuit cycles	Relay time cycles*	Net breaker time cycles	Arcing time cycles	Interrupted R. M. S. amperes
1	CO	9.0	1.5	7.5	2.5	1130
2	CO	8.0	0.4	7.6	2.0	1110
3	CO	7.5	0.46	7.04	2.5	1270
4	CO	7.5	0.54	6.96	2.5	1210
5	CO	7.0	0.36	6.64	2.0	2220
6	CO	8.5	0.40	8.10	3.5	2180
7	CO	8.0	0.40	7.60	2.5	2030
8	CO	8.0	0.48	7.52	2.5	2060
9	CO	7.5	0.48	7.02	2.0	2000
10	CO	8.5	0.30	8.20	3.5	3070
11	CO	8.0	0.30	7.70	3.0	3180
12	CO	8.0	0.15	7.85	2.5	3300
13	CO	7.5	0.30	7.20	2.5	2900
14	CO	7.5	0.30	7.20	2.5	2840
15	CO	7.5	0.40	7.10	2.5	2890
16	CO	7.5	0.20	7.30	2.5	2820
17	OCO	9.0	2.2	6.80	3.0	2950
18	OCO	8.0	0.92	7.08	3.0	2950
19	OCO	9.0	1.70	7.30	3.0	2940
20	OCO	10.0	2.50	7.50	3.5	2920

* Long relay time on tests 1, 17, 18, 19 and 20 due to relay contacts bouncing.

Table IV. Typical Line-to-Line Tests on 220 kV system "Deion-Grid" Oil Circuit Breaker, Philadelphia Electric Company Philadelphia, Pa.

Test No.	Duty cycle	Duration of short circuit cycles	Relay time cycles	Net breaker time cycles	Arcing time cycles	Interrupted R. M. S. amperes
1	CO	8.5	0.32	8.18	3.0	2130
2	CO	13.5	2.00	11.5	6.5	2070
3	CO	10.0	0.46	9.54	4.5	2100
4	CO	12.5	0.42	12.08	7.0	2160
5	CO	12.5	0.22	12.28	7.0	2200
6	CO	12.0	0.47	11.53	6.5	2140
7	OCO	18.0	4.5	13.50	8.0	2100
8	OCO	16.0	3.2	12.80	6.5	2100

Fig. 20 is a typical oscillogram showing a CO (closed-open) operation interrupting 2840 A line-to-ground on a single pole, this being the equivalent of 1110000 three-phase kVA. The total duration of short circuit was 7.5 cycles of which 0.3 cycles was taken by the high speed relay and 2.5 cycles (60 cycle wave) was the arcing time. This duration of arcing has in the past ordinarily been associated with 7500 or 15000 V circuits.

Fig. 21 shows an OCO (open-closed-open) test interrupting 2950 A line-to-ground. The total duration of short circuit is 8 cycles, of which 0.92 cycles was relay time and the duration of arcing was 3 cycles. For comparison fig. 22 shows a short-circuit test made on the same system about two years ago with a breaker structure substantially a duplicate

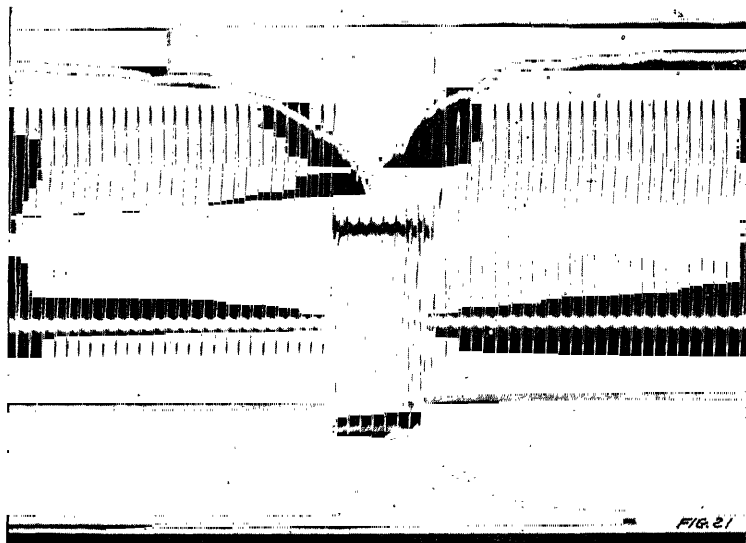


Fig. 21. Oscillogram of a single-phase test on a 220 000 V, 60-cycle system. This test was made with the breaker shown in fig. 23, equipped with "Deion-Grid" interrupting 2950 A, line-to-ground, on an open-closed-open cycle of operation.

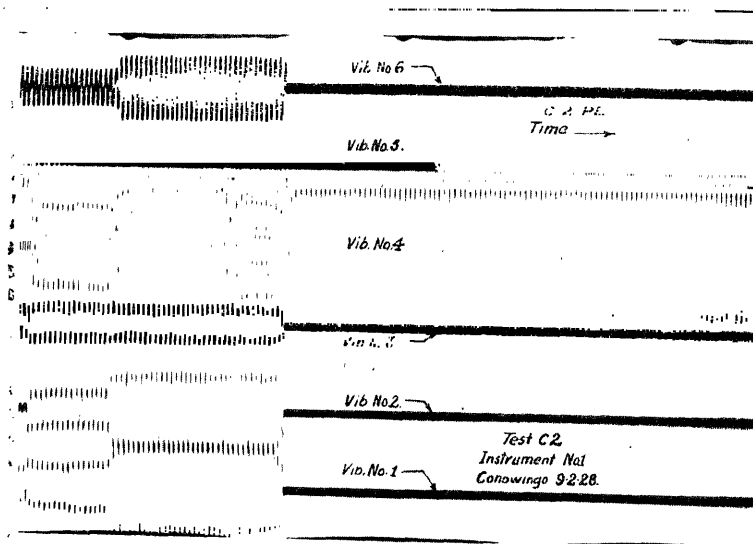


Fig. 22. Oscillogram of a single-phase test on a 220 000 V, 60-cycle system. This test was made with a breaker similar to that shown in fig. 23, equipped with conventional contacts without "Deion-Grid", interrupting 1050 A, line-to-ground.

of this one, except equipped with conventional high-speed contacts, in which arcing endured for 13 cycles (on 60 cycles) and total duration of short circuit was 34 cycles. Fig. 23 shows the single-pole breaker installed for the recent tests.

General Electric Development

The General Electric Company has been developing high-speed, high-voltage circuit breakers to meet demands of system stability,

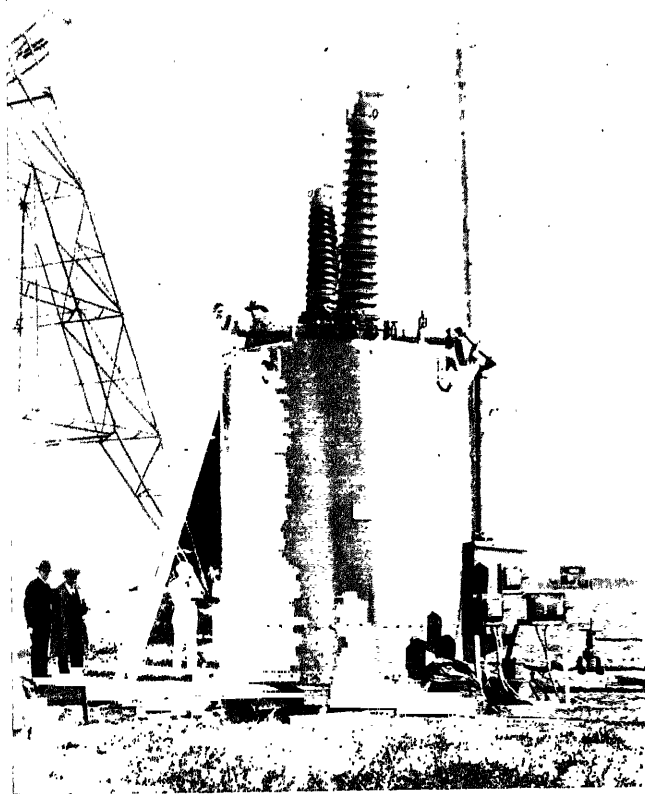


Fig. 23. A single-pole oil circuit breaker set up for 220 000 V field test. This breaker equipped with "Deion-Grid" was used for the tests shown in figs. 20 and 21.

utilizing and improving the explosion pot principle, which has been standard with them for many years on high power circuit breakers.

The explosion chambers on this type of breaker are attached to the lower end of the conductors which pass through the breaker bushings (Fig. 25). For high voltage breakers the chambers are constructed of General Electric Herkolite moulded at high pressure and cured at a high temperature, securing necessary mechanical and dielectric strength.

The operation of a breaker of this type in opening a short circuit is as follows. When the breaker is opened an arc is established between the stationary and moving contacts. Contact of the arc with the oil generates gases and develops a high pressure within the explosion chamber. Thus the gases are compressed and oil is forced into the arc stream, thereby increasing the latter's dielectric strength. At the same time the pressure tends to eject the contact rods by a piston action, accelerating the moving contact. On moderate voltage circuits under

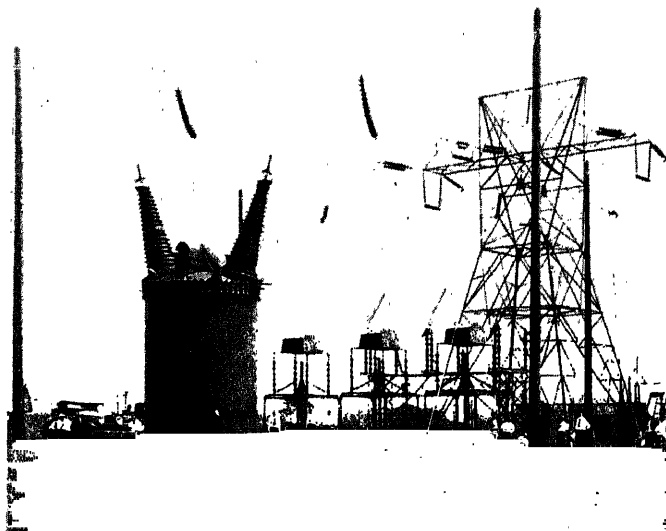


Fig. 24. A single-pole oil circuit breaker set up for 220000 V field test. This breaker is equipped with explosion pots similar to the one shown in fig. 25.

full interrupting duty, the time from the parting of the contacts until the fully open position is reached averages approximately 40 per cent, and for the higher voltages this ratio varies between 50 and 60 per cent of the normal no-load time. The explosion chamber controls the rate of delivery of the gases to the main tank and greatly decreases the stress to which the tank is subjected. These combined actions all tend to shorten the duration of the arc and lessen the volume of gas formed. The gases after being cooled pass out of the breaker enclosure through pebble-filled separating chamber and vent pipes to the open air.

Speed of arc interruption is only one of three elements entering into the operation of a high-speed breaker. To reduce the breaker time prior to the instant an arc is started, the breaker referred to here has been provided with an opening mechanism of very high speed, and in ad-

dition new butt type line contacts have been developed reducing the arcing tip lead and introducing the arc earlier in the opening stroke. With this type of breaker the time from energizing the trip coil until the parting of the contacts has been reduced to 5 cycles (on a 60 cycle basis).

In order to check this design arrangements were made with the Philadelphia Electric Company to make short-circuit tests on its 220 kV system Fig. 24 shows the breaker arranged for test. Since this is a grounded system, and since it is expected that all faults would involve ground,

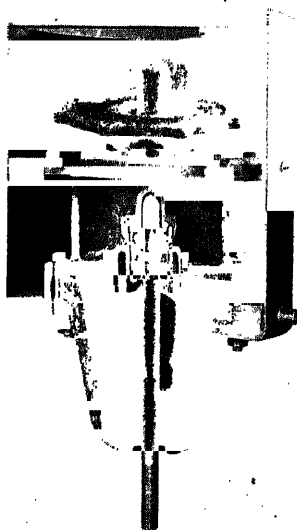


Fig. 25. Non-metallic explosion chamber for 220 kV oil circuit breaker.

it was thought that a single pole breaker tested on phase-to-ground faults would receive approximately the same or more duty as each unit of a triple-pole breaker under equivalent conditions.

Tests were made at short circuit currents of approximately 1200, 2200 and 3000 A, this latter figure representing the maximum obtainable on the system. These tests demonstrated that this improved oil circuit breaker had an operating time very much lower than that of conventional oil circuit breakers and indicated that further reductions in switching time were possible¹⁶.

23 tests were made in all, 9 of which were OCO (open-closed-open), while 14 were CO (closed-open) tests covering a current range from 1100 A to 3100 A (initial in arc) at voltages up to 155 kV across a single pole. This represents three phase kVA of 500 000 up to 1 280 000. The

¹⁶ For details of tests, see *Electrical World* of October 12, 1929.

total short circuit duration on all tests averaged from 8 to 11 cycles, including OCO (open-closed-open) tests, and the breaker operating time from energizing the trip coils to the extinguishing of the arc from 3.75 to 9.75 cycles. The arc duration ranged from 0.5 to 4 cycles in the CO (closed-open) tests and up to 9 cycles in the OCO (open-closed-open) tests, as in the latter case arc frequently struck before the contacts had actually met and the arc represents the total short circuit duration.

In examining the accompanying oscillogram (Fig. 26) (a rather exceptional line-to-ground current OCO, (open-closed-open), short circuit of 2200 arc A), it should be kept in mind that the short-circuit current

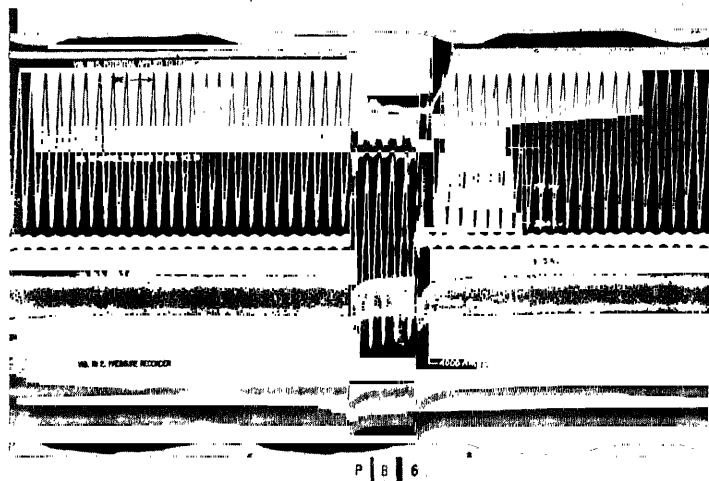


Fig. 26. Oscillogram of a single-phase test on a 220000 V, 60 cycle system. This test was made with the single pole breaker shown in fig. 24. This is an exceptional open-closed-open line-to-ground test, interrupting approximately 2200 arc A.

was taken from a current transformer not located in the test breaker. The ragged zero line indicated after the short circuit is cleared is charging current on the transmission line.

It will be seen then that the large American manufacturers have realized fully the necessity of high speed operation of circuit breakers and are prepared to offer well designed physical structures to meet the most exacting system requirements that have so far become necessary. In general, it may be said that 8 cycles for complete circuit breaker operation, including the relay, is satisfactory for the worst cases, and in most cases on high voltage lines 12 cycles or even a longer time is satisfactory.

General Comments on Arc Energy

A good deal has been written in the past to indicate that the amount of arc energy formed when a circuit breaker interrupts a short circuit can be rather closely calculated and may be used as a basis for circuit

breaker design. This is so only within restricted limits. Arc energy per kVA interrupted varies greatly with different types of circuit breakers and also varies greatly in the same circuit breaker with different system conditions and different powers. Tests have been made in the laboratory showing a variation in arc energy of 10 to 1 when the restored voltage, current interrupted, and the power factor of the circuit all remain the same. The difference in the circuit which was responsible for the great difference in switch performance was the rate of restoration of voltage after the zero point of a current wave.

As an illustration of the effect of breaker construction upon arc energy, compare the oscillograms in fig. 17 and 19. These two oscillograms were made on the same breaker, tested on the same circuit and at practically the same power per pole. In one case short-circuit current interrupted is 3480 A. on a 110 000 V, three-phase circuit, or 221 000 arc kVA per pole. The arc energy resulting is 2740 kW sec and the ratio

$$\frac{\text{Arc energy in kW s}}{\text{Arc kVA interrupted}} \text{ is } 0.0124.$$

Now compare this with the breaker when equipped with "Deion-Grids"; here the kVA per tank is 218 000 and the arc energy is 136 kW/s, the ratio

$$\frac{\text{Arc energy in kW s}}{\text{Arc kVA interrupted}} \text{ is } 0.000622.$$

The revised breaker opens the circuit with 5 per cent of the arc energy of the older device.

A study of the oscillograms of 220 kV short circuits referred to previously indicates a similar relationship.

The general tendency in design of switching equipment, whether oil circuit breakers continue to be a standard or whether they are superseded by some new form of device, must always be toward lower energy expended in the switching device as compared to the amount of power interrupted, and more adequate structures for withstanding the effects of this energy, whether this be explosive pressures on the structure, overheating of the physical components, distress of mechanical parts due to electro-magnetic effects, etc.

Use of Fabricated Steel in Construction

The art of circuit interrupter design has changed so frequently in the past few years due to increased knowledge of conditions and increasing powers that the burden of developing complete lines of apparatus has been great. Considerable relief from the point of view of pattern and tool expense has been experienced by the general use of fabricated steel construction. Where this construction was previously used only for tanks, it is now used almost exclusively for breaker tops, operating levers and mechanism housings. The result has been apparatus of less weight at lower cost with increased strength and reliability and assurance against leakage on outdoor equipment. Fig. 18, 23 and 24 show breakers of this construction.

Zusammenfassung

Der erste Teil des Berichts beschäftigt sich mit Änderungen der Ölschalter infolge der veränderten Arbeitsbedingungen der großen Leitungsnetze und dem Verlangen nach besserer Arbeitsweise dieser Apparate. Neuzeitliche Schalter verhindern praktisch das Ausschleudern von Öl innerhalb der zulässigen Leistungsbeanspruchung und lassen keine Flammenerscheinungen aufkommen.

Die erhöhte Schaltgeschwindigkeit, die zur Stabilität des Netzes notwendig ist, wird erwähnt und mitgeteilt, daß es jetzt möglich ist, bei allen Spannungen bis zu 220 000 V vollständige Schaltung in 8 Perioden oder weniger bei 60 periodischen Strömen zu erreichen.

Neuzeitliche Schalter sind in drei Unterteilungen behandelt: Industrie, Kraftwerk, Hochspannung. Im Abschnitt Industrie wird der allgemeine Gebrauch der zylindrischen Type mit allen drei Polen im selben Kessel behandelt wie diejenige, welche die hochgradige Arbeitsweise und die größere Leistung gibt, die man jetzt allgemein verlangt. Es wird die kürzliche Entwicklung von einpoligen Mehrphasen- Typen erwähnt, parallel zu der Rundkessel-Type für bestimmte Ansprüche und ähnliche Arbeitsweise.

Die hier erwähnten Kraftwerkschalter beziehen sich auf Spannungen bis zu 25 000 V und Abschaltleistungen bis zu 2 500 000 Lichtbogen kVA. Die allgemeinen Merkmale dieser Type sind: äußerst kräftige Konstruktion, zylindrischer Kessel, Mittel zur Kontrolle des Gasweges, Verringerung der Lichtbogenleistung, Vermeidung von Porzellan usw.

Die Entwicklung des „De-Ion“-Schalters wird erwähnt, sowie sein möglicher Einfluß auf die Kraftwerkpraxis.

Ein Schnellschalter für Kontaktlinienmontage bei elektrischen Bahnen wird erörtert, der vollständige Schaltung in weniger als einer Periode ein es 25 periodischen Stromes erzielt.

Unter Hochspannungsschaltern wird eine von der Westinghouse Electric & Manufacturing Company entwickelte Lichtbogen-Düseneinrichtung, die vergrößerte Abschaltleistung, verminderte Unterhaltung und schnellere gesamte Schaltungsoperation ermöglicht, eingehend erörtert. Über wichtige Freileitungsversuche an diesen Einrichtungen wird Bericht erstattet.

Es wird auf Verbesserungen in den von der General Electric Company gebauten Explosionskammern zur Erhaltung schneller Schaltungsoperation an Hochspannungsschaltern hingewiesen. Auch hier werden Ergebnisse von Freileitungsversuchen gegeben.

Eine kurze Auseinandersetzung ist dem Thema „Lichtbogenleistung“ gewidmet, welche die beträchtlichen Unterschiede erkennen läßt, die für verschiedene Schalter existieren, und die Verbesserungen, welche in dieser Beziehung an den neuzeitlichen Apparaten gemacht werden, sowie sein Einfluß auf den Wirkungsgrad der Schaltung, Verringerung des Kesseldrucks, Ölverschmutzung und Unterhaltung.

Deutschland

Neuzeitliche Schaltanlagen für Großleistungen unter besonderer Berücksichtigung der Kostenfrage

Zentralverband der deutschen elektrotechnischen Industrie
und Vereinigung der Elektrizitätswerke

Prof. Dr.-Ing. W. Petersen und Mitarbeiter

I. Elemente neuzeitlicher Schaltanlagen

1. Leistungsschalter

Dr. Kesselring

Überblick

Das Problem des Leistungsschalters für höhere Spannungen war bis vor kurzem gleichbedeutend mit dem Problem des Ölschalters. Annähernd 30 Jahre lang hat man alle wichtigen Netzstellen, an denen größere Abschaltleistungen auftreten können, mit Ölschaltern ausgerüstet. Bezogen auf die Zahl der im Betrieb befindlichen Schalter hat seine Betriebssicherheit heute einen sehr hohen Grad erreicht, denn nur etwa $0,1^0_{00}$ führen zu schweren Störungen. Da ein Ölschalterdefekt sich unter Umständen zu einer Katastrophe entwickeln kann, versucht man neuerdings, den Ölschalter durch ölfreie Schalter zu ersetzen. Auf zwei Typen, welche in Deutschland entwickelt wurden, werden wir unter Abschnitt b und c näher eingehen.

Einschalten

Jedes Leistungsschaltgerät hat im wesentlichen zwei Aufgaben zu erfüllen, nämlich den Stromkreis zu schließen und zu öffnen. Das Einschalten bietet so lange keine nennenswerten Schwierigkeiten, als die Amplitude des Stromes unter etwa 30000 A bleibt. Bei höheren Stromstärken sind besondere Maßnahmen notwendig, welche sich im wesentlichen auf die Ausbildung der Kontakte beschränken. Die genauere Untersuchung hat gezeigt, daß drei Ursachen für das Anbrennen der Kontakte beim Einschalten hoher Stoßkurzschlußströme verantwortlich zu machen sind.

1. Durch die zunächst punktförmige Berührung tritt eine Stromlinienkonzentration an der Stromübergangsstelle auf, welche eine elektrodynamische Abstoßung der Kontakte verursacht.

2. Durch mechanischen Stoß beim Aufeinandertreffen der Kontakte tritt eine kurzzeitige Trennung derselben auf, wodurch ein Lichtbogen eingeleitet wird.

3. Der gemäß 1 oder 2 eingeleitete Lichtbogen erzeugt zwischen den Kontakten eine heftige Gasentwicklung, wodurch ein Druck auf die Kontakte in abhebendem Sinne entsteht, welcher den Kontaktschluß erschwert.

Zur Kompensation der elektrodynamischen Abstoßung auf Kontakte und Schalttraverse sind die sogenannten Solenoidkontakte entwickelt worden (Abb. 1). Sie beruhen auf der Anziehung gleichgerichteter Ströme. Die Zahl der Windungen muß je nach der am Verwendungs-ort auftretenden Kurzschlußstromstärke abgestimmt werden.

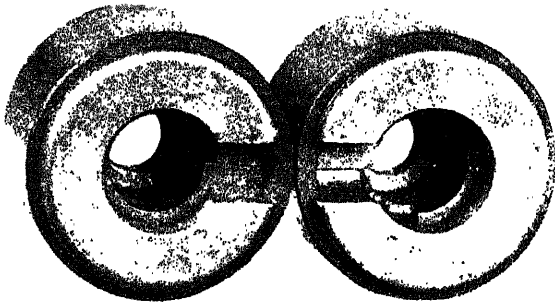


Abb. 1. Solenoidkontakt nach einem Einschaltversuch mit 81000 A Amplitude.

Bei einer zweiten Lösung wird die Kontaktabhebung durch Stoß dadurch kompensiert, daß die einzelnen Kontaktfinger mit einem hydraulischen Stoßdämpfer ausgerüstet werden. Die elektrodynamische Abstoßung tritt bei Fingerkontakten infolge der gegenseitigen Anziehung der Finger in den Hintergrund.

Sofern die Kräfte auf die Traverse nicht elektrodynamisch kompensiert werden, muß für das sichere Einschalten auf Kurzschluß die Bedingung erfüllt werden, daß die Arbeit, welche unter dem Einfluß der dynamischen Kräfte und dem Eigengewicht der Traverse längs der Bewegung in den Kontakten geleistet werden muß, kleiner ist als die kinetische Energie der bewegten Masse bei Kontaktberührung plus der Arbeit, welche der Antrieb längs des Kontaktweges leistet. Daraus folgt, daß die Antriebe mit zunehmender Einschaltstromstärke größer werden müssen. Insbesondere kann man von Hand nur bis zu Stoßströmen von etwa 30000 A betriebssicher einschalten.

Neben den Magnet- und Motorantrieben, welche in ihrem Aufbau wesentlich vereinfacht wurden, sind Druckluftantriebe entwickelt worden. Diese Antriebe lassen sich sehr gut den Drehmomentverhältnissen von Ölschaltern und Trennschaltern anpassen; sie sind einfach in ihrem Aufbau; als Betriebsdruck werden im allgemeinen 4 at angewendet.

Ausschalten

Während beim Einschalten der die Vorgänge komplizierende Lichtbogen durch die Berührung der Kontakte zwangsläufig zum Erlöschen gebracht wird, hängt der Ausschaltvorgang ausschließlich von den Umständen ab, welche den Lichtbogen zum Erlöschen bringen. Bei Gleichstrom kann bis heute der Lichtbogen nur dadurch zum Erlöschen gebracht werden, daß man den Schalter so dimensioniert, daß das Kaufmannsche Stabilitätskriterium nicht mehr erfüllt wird. Dies erreicht man durch entsprechende Ausbildung des magnetischen Blasesfeldes, unter Umständen auch unter Hinzuziehung von Druckluftblasung.

a. Ölschalter

Aufbauend auf einer großen Zahl von Versuchen, welche zunächst nur im Netz, seit einigen Jahren aber auch in speziell dafür gebauten Hochleistungsprüffeldern durchgeführt wurden, konnten die Ölschalter bis zu Abschaltleistungen von 1—2 Mill. kVA entwickelt werden. Dabei hat man bei den Untersuchungen zunächst das Augenmerk mehr auf die beim Versuch auftretenden Begleiterscheinungen gerichtet, wie Überdruck, Gasentwicklung, Lichtbogendauer, mechanisches Verhalten usw., ohne sich klar darüber Rechenschaft geben zu können, warum unter Öl der Lichtbogen schneller erlischt als in Luft. Dieser Unklarheit über die Kernfrage ist es zuzuschreiben, daß die Anschauungen der verschiedenen fabrizierenden Werke stark auseinandergehen. Teilweise werden seit einer langen Reihe von Jahren Löschkammern mit gutem Erfolg verwendet, während andere Firmen die Vielfachunterbrechungen für die günstigere Lösung ansehen. Neuere Untersuchungen auf dem Gebiete der Flüssigkeitsschalter erscheinen geeignet, in den Abschaltvorgang beim Ölschalter etwas mehr Klarheit zu bringen. Danach ist für die Löschung des Lichtbogens die Temperaturänderung des den Lichtbogen umgebenden Dampfes maßgebend. Erfolgt dieser Temperaturabfall relativ zum Spannungsanstieg der wiederkehrenden Spannung genügend rasch, so bleibt der Lichtbogen erloschen. Die Abkühlung des Dampfes führt zu einer Kondensation und Anlagerung von Flüssigkeit um die Ladungsträger herum, entsprechend den Versuchen von *Wilson* und *Millikan*. Dadurch wird die Masse der Ladungsträger bis auf das Millionenfache vergrößert, was zur Folge hat, daß das elektrische Feld nicht mehr in der Lage ist, diesen geladenen Tröpfchen eine für die Stoßionisation erforderliche Geschwindigkeit zu erteilen. Die Weiterentwicklung dieses Gedankenganges führt zu einem Stabilitätskriterium, welches die Änderung der Zahl der freien Ladungsträger und die Zunahme der wiederkehrenden Spannung zueinander in Beziehung setzt. Ist dieses Kriterium erfüllt, so findet keine Neuzündung mehr statt, im anderen Falle brennt der Lichtbogen weiter.

In erster Annäherung kann nun bei einem Schalter ohne Löschkammer das Temperaturgefälle proportional dem Leistungsgefälle gesetzt werden. Das Leistungsgefälle ist um so größer, je größer der Strom und je

größer die Lichtbogenspannung ist. Daraus folgt, daß der Lichtbogen bei einem bestimmten Strom so lange ausgezogen werden muß, bis das erforderliche Leistungs- — oder richtiger gesagt — Temperaturgefälle erreicht ist. Will man sehr schnell zu großen Lichtbogenlängen kommen, so muß hohe Ausschaltgeschwindigkeit und Vielfachunterbrechung an-

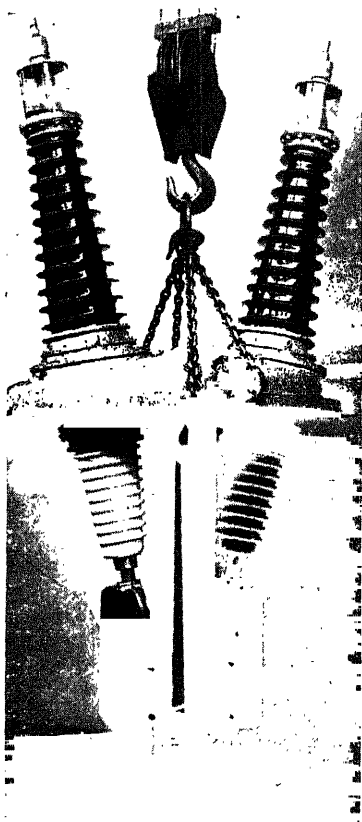


Abb. 2. Freiluftschalter für 100 kV mit Zehnfachunterbrechung.

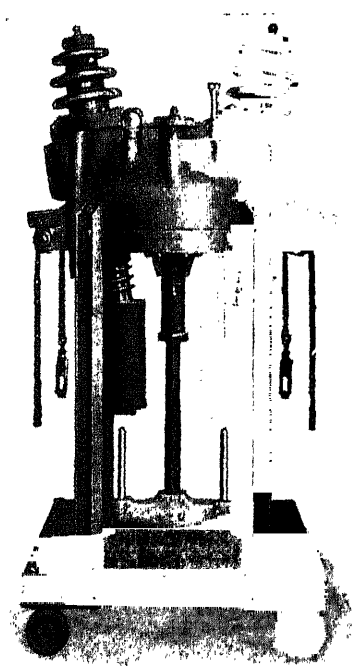


Abb. 3. Hochleistungsölschalter 30 kV mit Löschkammern.

gewendet werden. Ein typisches Beispiel für diese Lösungsmöglichkeit ist der in Abb. 2 dargestellte 100 kV-Ölschalter mit Zehnfachunterbrechung.

Unter dem Gesichtspunkte des kritischen Druckgefälles betrachtet, stellt die Löschkammer eine Einrichtung dar, welche das natürliche Temperaturgefälle, hervorgerufen durch die Leistungsänderung beim Stromnulldurchgang, noch verstärkt, und zwar wird diese Wirkung um so größer sein, je größer der zu unterbrechende Strom ist. Dies stimmt mit der Erfahrung überein, denn mit zunehmender Schalt-

leistung geht die Lichtbogendauer bei Löschkammerschaltern schließlich bis auf eine Halbwelle zurück. Abb. 3 zeigt einen Pol eines 30 kV Löschkammerschalters für eine Abschaltleistung von 1,5 Mill. kVA.

In neuerer Zeit macht sich auch das Bedürfnis nach Einkesselschaltern für 100 kV geltend. Die älteste Konstruktion dieser Art war ein Rund-

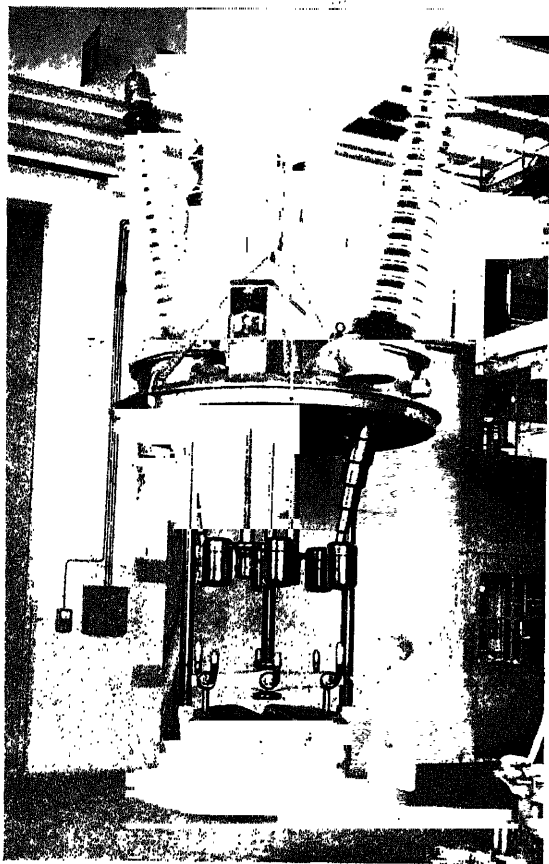


Abb. 4. Ölschalter für 220 kV mit Isolierüberzug der unter Spannung stehenden Metallteile.

kesselschalter mit im Dreieck angeordneten Schalttraversen. Interessant ist eine neuere Lösung, bei der der zylindrische Kessel liegend angeordnet ist und die Durchführungen durch den Mantel des Zylinders in das Innere treten.

Bei Spannungen über 100 kV tritt die Frage der Bewältigung der Abschaltleistung gegenüber der dielektrischen Beanspruchung des Isoliermaterials zurück. Es zeigt sich nämlich, daß insbesondere die Durchschlagfestigkeit von Öl bei Spannungen über 200 kV nur noch

wenig mit dem Abstand zunimmt. Umkleidet man jedoch die unter Spannung stehenden Metallteile mit einem dünnen Isolierüberzug aus Lack oder einer halbleitenden Substanz, so geht die Durchschlagsspannung unter Öl bei gleichen Abständen auf den 2 — 3fachen Wert herauf. Die nähere Untersuchung hat ergeben, daß dies darauf zurückzuführen ist, daß die sich einstellenden Faserbrücken nicht mehr den zur Gasbildung notwendigen Strom führen können, und deshalb der Flüssigkeitsdurchschlag nicht in einen Gasdurchschlag verwandelt wird. Von diesem Effekt wurde weitgehend Gebrauch gemacht bei der Durchbildung der 220 kV Ölschalter gemäß Abb. 4. Sämtliche unter Spannung stehenden Metallteile mit Ausnahme der Stromübergangsstellen an den Kontakten sind mit einem Stoffüberzug versehen, welcher mit Isolierlack getränkt wurde. Dadurch ließ sich bei verhält-

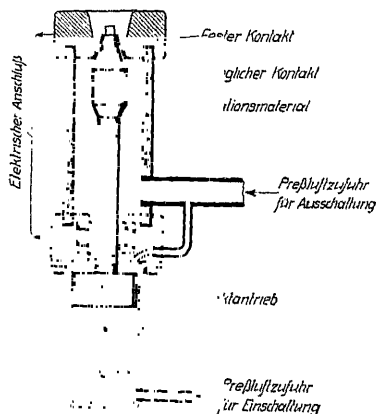


Abb. 5. Prinzipskizze eines Preßgasschalters System Ruppel — AEG.

nismäßig kleinem Kesseldurchmesser eine Prüfspannung von 650 kV während 5 min mit Leichtigkeit erreichen. Stichproben haben gezeigt, daß der Schalter während der gleichen Zeit auch 800 kV standhält. In der Normalausführung erhält der Schalter Sechsfachunterbrechung, bei besonders schwierigen Verhältnissen werden zwei der sechs Unterbrechungsstellen mit Löschkammern ausgerüstet, so daß der Schalter dann eine Kombination zwischen Vielfach- und Löschkammerunterbrechung darstellt, wodurch Gewähr dafür geleistet wird, daß er über den ganzen Leistungsbereich mit annähernd der gleichen Lichtbogendauer arbeitet.

b. Preßgasschalter

Die Idee, einen elektrischen Wechselstromlichtbogen mittels Preßluft auszublasen, ist schon sehr alt, ihre Anwendung blieb jedoch auf vereinzelte Fälle beschränkt, da das Abschalten großer Leistungen zunächst erhebliche Schwierigkeiten bereitet. Die eingehende Untersuchung der Lichtbogenlöschung durch Preßgas führte zu folgenden Konstruktionsrichtlinien:

1. Einer der beiden Fußpunkte des Lichtbogens muß sich im Bereich hoher Strömungsgeschwindigkeit des Preßgases befinden.

2. Der ausströmende Preßgasstrom kann durch zweckmäßige Wahl der Düsenform (Abb. 5) so geführt werden, daß die aus der Schaltstrecke herausgeblasenen Ionen und insbesondere auch die von der nachglühenden Spitze des bewegten Kontaktes emittierten Ionen nicht zur Berührung mit der Gegenelektrode kommen.

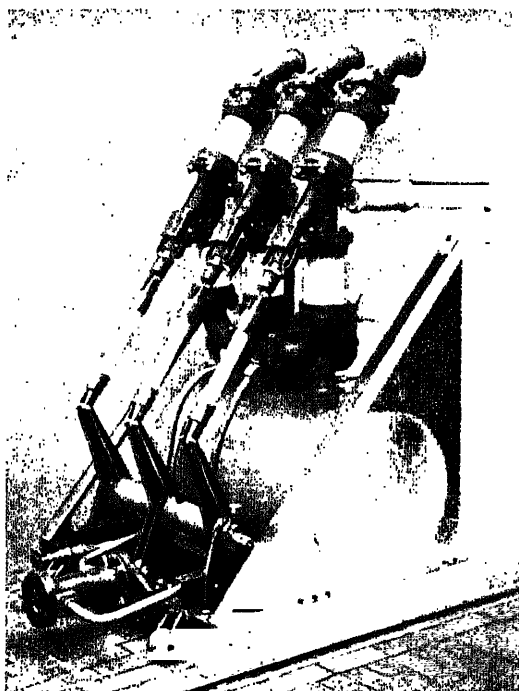


Abb. 6a. Preßgasschalter 10 kV mit Einfachunterbrechung.

3. Der bewegte Kontakt soll in ein Gebiet hohen Gasdruckes hineingezogen werden, wodurch die Rückzündung infolge der erhöhten Durchschlagfestigkeit des komprimierten Gases verhindert wird.

Um diese Bedingungen zu erfüllen, muß der Lichtbogen allseitig von einem Preßgasstrahl umgeben sein, damit er nicht ausweichen kann. Ferner ist für die sichere Löschung erforderlich, daß der bewegliche Stift zunächst nur um 20—30 mm zurückgezogen wird, damit seine Spitze im Bereich hoher Strömungsgeschwindigkeit bleibt. Nach erfolgter Unterbrechung kann der Stift dann schnell in seine Endlage gebracht werden. Diese Schaltbewegung kann entweder durch entsprechende Luftführung nach dem Arbeitszylinder oder durch Anbringung einer geeigneten Dämpfung erreicht werden. Die Löschung des Lichtbogens erfolgt im allgemeinen immer beim ersten Stromnulldurchgang nach

Öffnen der Kontakte. Sofern man mit einfacher Unterbrechung je Pol arbeitet, genügt für kleinere Leistungen bis etwa 200 MVA und Anwendung von Luft als Löschmittel ein Arbeitsdruck von 6—8 at. Bei größeren Leistungen wird mit Drücken von 15 at gearbeitet. Rüstet man den Schalter mit Zweifachunterbrechung je Pol aus, so kann bei

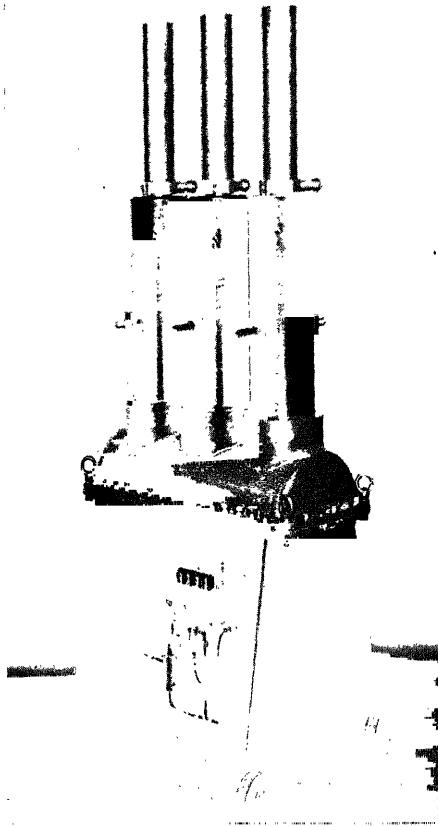


Abb. 6b. Preßgasschalter 10 kV mit Zweifachunterbrechung.

gleicher Leistung mit einem um 60—70 % niedrigeren Druck gearbeitet werden. Abb. 6a zeigt einen Preßluftschalter für 10 kV und 15 at Betriebsdruck mit einer Unterbrechungsstelle pro Pol; Abb. 6b einen entsprechenden Schalter mit zwei Unterbrechungsstellen pro Pol, jedoch für 6 at Betriebsdruck. Die beweglichen Schalttraversen befinden sich bei diesem Schalter im Windkessel, unterhalb des Windkessels sitzt der Steuerzylinder mit den zugehörigen Ventilen.

Die Löschfähigkeit des Preßgasschalters ist sehr groß, so daß sich Schalter auf diesem Prinzip besonders auch für höhere Betriebsspan-

nungen eignen. Abb. 7 zeigt eine Ansicht des Preßgasschalters für 100 kV. Bei dieser Betriebsspannung wird Zweifachunterbrechung je Pol verwendet, die feststehenden, düsenförmigen Kontakte sitzen am oberen Ende der Porzellanrohre. Die Schleifkontakte liegen etwas über

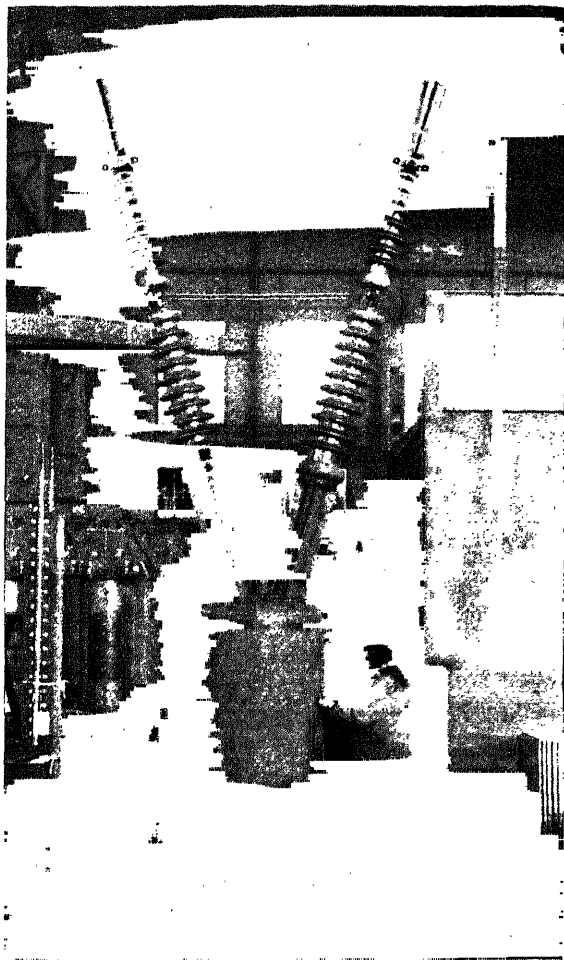


Abb. 7. Preßgasschalter 100 kV.

der Mitte dieser Rohre und sind miteinander verbunden. Der Antrieb erfolgt unter Zwischenschaltung einer Gradführung mittels Preßluft. Die Preßgasschalter haben bereits heute die Abschaltleistung der Ölschalter erreicht und erscheinen somit geeignet, den Ölschalter an wichtigen Betriebspunkten zu ersetzen.

c. Expansionsschalter

Der Expansionsschalter ist ein Flüssigkeitsschalter, bei dem als Schaltflüssigkeit vornehmlich Wasser mit gewissen Zusätzen verwendet wird. Er beruht darauf, daß durch den Lichtbogen ein Teil der Schaltflüssigkeit verdampft wird, und dieser Dampf während des Stromnulldurchganges zur adiabatischen Expansion gebracht wird. Dadurch entsteht eine Temperaturniedrigung mit dem bei den Ölschaltern

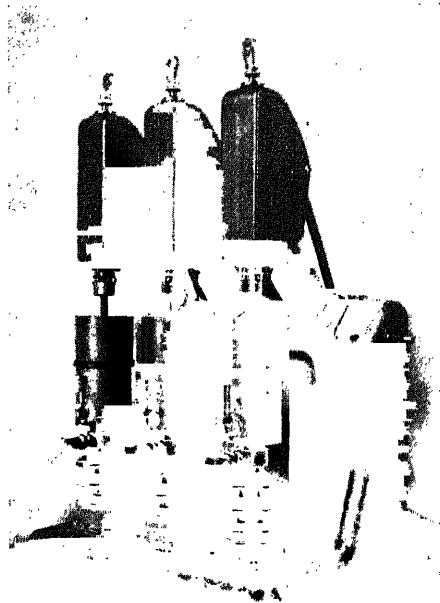


Abb. 8. Expansionsschalter 10 kV.

geschilderten Effekt der Anlagerung von Flüssigkeit um die einzelnen Ladungsträger. Im Gegensatz zum Preßgasschalter bleiben daher die Ionen und Elektronen zwischen den Elektroden; der Zündvorgang wird dadurch verhindert, daß ihre Masse so weit vergrößert wird, daß ein Townsendscher Durchschlag nicht mehr erfolgen kann.

In Abb. 8 ist ein dreipoliger Expansionsschalter für eine Betriebsspannung von 10 kV dargestellt. Er besteht aus einem winkelförmigen Traggestell, auf dessen Grundfläche drei Freiluftisolatoren stehen, welche die Expansionskammern tragen. Diese letzteren bestehen im wesentlichen aus einem zylindrischen Gefäß, dessen unterer Teil mit Flüssigkeit gefüllt ist, und in dem die Dampferzeugung vor sich geht. Der obere Teil dient der Expansion des entwickelten Dampfes. In diesen Raum mündet ein Dampfabführungsrohr, welches den nicht zur Kondensation gelangenden Dampf ableitet. Die drei Schaltstifte werden durch je eine

Gradführung, welche über der Expansionskammer sitzt, angetrieben. Diese Gradführungen sind vermittle Isolierzugstangen mit der horizontal liegenden Welle gekuppelt. Um den Stiften die Möglichkeit zu geben, sich unter dem sich entwickelnden Dampfdruck zu beschleunigen, ist zwischen Schaltwelle und Gradführung ein Totgang eingeschaltet. Durch diese Maßnahme wird erreicht, daß die Ausschaltzeit bei größeren Leistungen bis auf eine Halbwelle zurückgeht. Die Unterbrechung bietet bis zu Bespannungen von 30 kV keine wesentlichen Schwierigkeiten, hingegen war es nötig, zur Schaffung von Expansionsschaltern für eine Betriebsspannung von 100 kV die Löschvorgänge eingehend zu studieren und durch entsprechende konstruktive Maßnahmen dafür zu sorgen, daß die eingangs erwähnte Stabilitätsbedingung über den

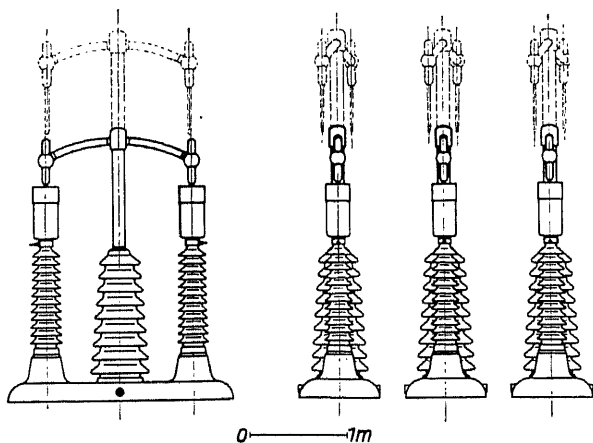


Abb. 9. Freiluft-Expansionsschalter 100 kV, 600 A.

ganzen Arbeitsbereich des Schalters erfüllt ist. Abb. 9 zeigt einen zur Zeit im Bau befindlichen 100-kV-Freiluft-Expansionsschalter. Der Antrieb der Traverse und Stifte erfolgt entweder mittels einer Isolierflüssigkeit oder mittels Druckluft. Die Schaltleistung der Expansionsschalter entspricht derjenigen von Hochleistungsölschaltern.

2. Trennschalter

C. Cippitelli

Zum Aufbau von Schaltanlagen dient neben dem Ölschalter der Trennschalter als einfaches und betriebssicheres Schaltgerät. Die notwendige Beweglichkeit des Betriebes macht dabei seine ausgiebige Verwendung erforderlich. Die Erstellungskosten der Schaltanlage werden im wesentlichen durch die Trennschalter beeinflußt. Mit wachsender Spannung macht sich dieser Einfluß immer mehr und mehr geltend. Bei Höchstspannungsschaltanlagen werden daher Konstruktionen bevorzugt, die geringsten Raum benötigen.

Die Kontaktausbildung hat im Laufe der Entwicklung keine allzu großen Wandlungen durchgemacht. Die bei Niederspannungsschaltern üblichen einfachen Kontakte wurden auch für Hochspannungstrennschalter übernommen. Daneben machte die Steigerung der Stromstärke der Trennschalter und die Forderung größerer Sicherheit kräftigere Konstruktionen notwendig. In Abb. 10 sind verschiedene Kontaktanordnungen gezeigt. Die einfachste und billigste Ausführung ist die V-förmige. Ein aus einem Stück hergestellter, U-förmig gebogener Kontakt ist nur wenig teurer, jedoch zuverlässiger. Als dritte Ausführung für Stromstärken unter 1000 A ist eine U-förmig gebogene Kontakthanordnung mit Federring, die zweiteilig ausgebildet ist, wiedergegeben. Die Kontaktvorrichtung wird teurer als die aus einem Stück hergestellte, läßt aber eine einfache Auswechselung der Kontaktfedern zu. Bei Stromstärken über 1000 A geht man von Blattfederkontakten ab und wendet Fingerkontakte an, deren Druck durch kräftige Blatt-

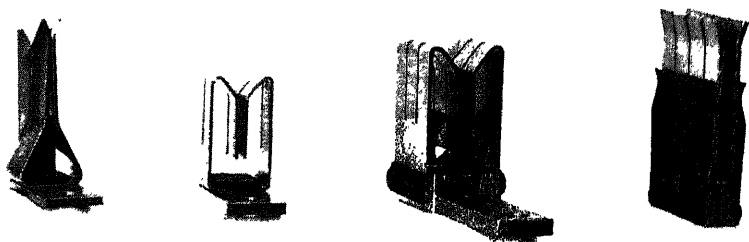


Abb. 10. Verschiedene Kontaktanordnungen. — Einteiliger V-förmiger Kontakt für 350 A. — Einteiliger U-förmiger Kontakt für 350 A. — Zweiteiliger U-förmiger Kontakt mit Federring für 600 A. — Fingerkontakte für 1000 A.

federn unterstützt wird. Die beiden ersten in der Abbildung gezeigten Kontaktanordnungen sind für 350 A, die dritte für 600 und die vierte für 1000 A. Für Stromstärken über 5000 A werden gelegentlich auch Lamellenkontakte angewandt. Die Kontaktmesser bestehen bei Messertrennschaltern aus Flachkupfer, bei Drehtrennschaltern aus Kupferrohr, dessen Enden flachgedrückt sind. Teilweise trägt das Kupferrohr statt der flachgedrückten Enden Flachkupfermesser.

Als Stützmaterial tritt Hartpapier mehr und mehr in den Hintergrund, da Höchstspannungsanlagen über 60 kV neuerdings fast nur als Freiluftanlagen ausgeführt werden. Für Spannungen unter 60 kV werden in umbauten Anlagen Hartpapierstützer nicht billiger als Porzellanstützer. Innenkittung der Stützer wurde aus den bekannten Gründen allgemein verlassen. Bei Trennschaltern für höhere Ströme werden die Befestigungsteile aus Messing hergestellt, um Erwärmung durch Wirbelströme zu vermeiden. In Freiluftanlagen fanden bisher vorwiegend Porzellanstützer Verwendung. Bei 220 kV Freiluftanlagen haben jedoch Silimanitstützer das Porzellan völlig verdrängt, da bei Verwendung von

Steinzeug der Stützer über 50 % billiger wird. Nachdem sich Silimanit einwandfrei bewährt hat, findet es auch bei 110 kV Freiluftanlagen mehr und mehr Eingang.

Für Trennschalter unter 100 kV findet man vorwiegend Handantrieb. Jedoch hat vielfach motorischer Antrieb in größeren Anlagen Anwendung gefunden, hauptsächlich verursacht durch Einführung der Fernsteuerung in unbedienten Werken. Bei der 30 kV Versorgung der

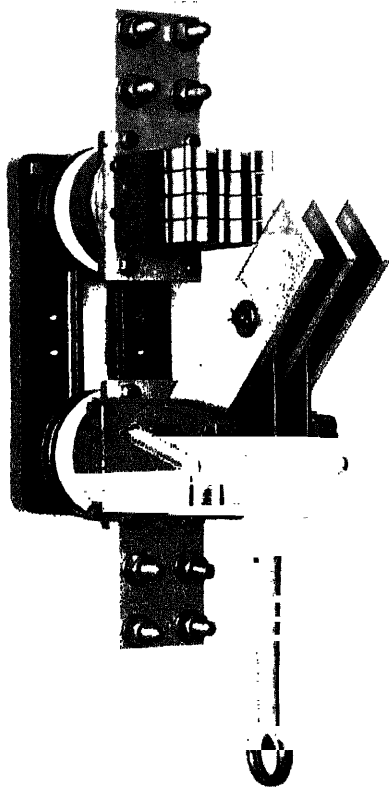


Abb. 11. Pol eines 3000 A Trennschalters für 1000 V für Einzelbetätigung durch Schaltstange mit untenliegendem Hebel.

Unterwerke der Stadt- und Ringbahn Berlin ist deshalb von motorischen Antrieben weitgehendst Gebrauch gemacht worden. Außerdem finden sich in den 30 kV Anlagen der Berliner Städtischen Elektrizitätswerke und in den Unterspannungsanlagen des R.W.E. in Rheinau zwecks Fernsteuerung von der Warte aus Trennschalter mit motorischem Antrieb. Von 100 kV ab beginnt sich allmählich der motorische Antrieb in Freiluftanlagen durchzusetzen. Für 220 kV wird er allgemein angewandt. Fernbetätigte Trennschalter haben elektromotorischen Antrieb er-

halten; Druckluftantriebe sind bisher nur versuchsweise ausgeführt worden. In Anlagen mäßiger Spannung findet sich auch die Einzelbetätigung der Trennmesser mittels Schaltstange. Abb. 11 zeigt einen Pol eines 3000 A Trennschalters für 1000 V für Einzelbetätigung durch Schaltstange mit untenliegendem Hebel, Abb. 12 einen Pol eines 6000 A Trennschalters für 6 kV mit obenliegendem Hebel. Beide Trennschalter besitzen, um selbsttätiges Öffnen der Messer beim Auftreten von Stoßkurzschlußströmen zu vermeiden, selbstsperrende Kontakte. Die Selbstsperrung wird beim 3000 A Trennschalter mit einem Kniehebel und beim 6000 A Trennschalter durch eine Verriegelung erzielt.

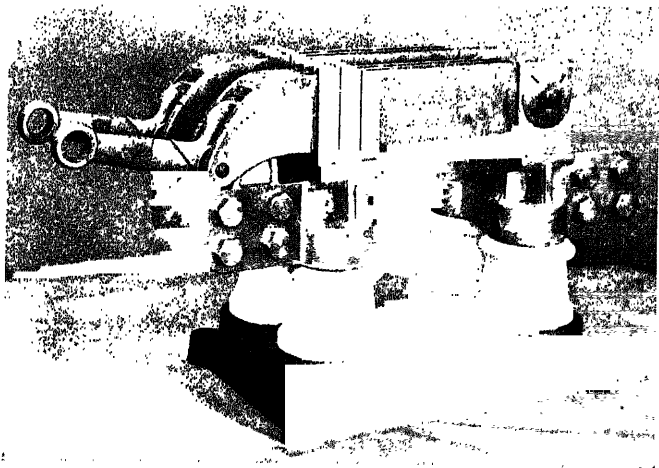


Abb. 12. Pol eines 6000 A Trennschalters für 6 kV für Einzelbetätigung durch Schaltstange mit obenliegendem Hebel.

Die Unterschiede im Aufbau der Trennschalter sind im wesentlichen in der Anordnung der Kontaktmesser begründet. Einfachunterbrechung, die den größten Raumbedarf in der Tiefe erforderlich macht, findet sich in umbauten Anlagen unter 60 kV Betriebsspannung. In Freiluftanlagen werden schon von 30 kV ab Drehtrennschalter mit Doppelunterbrechung gewählt. Der größte Raumbedarf ergibt sich bei dieser Ausführung in der Breite. Teilweise wurde auch für niedrigere Spannungen und hohe Ströme die Doppelunterbrechung der Trennschalter gefordert und ausgeführt. Die Kontaktmesser wurden dabei parallel aus den Kontakten herausgeführt. In Freiluftanlagen sucht man naturgemäß die Kontaktstellen dem unmittelbaren Zutritt von Regen und Schnee zu entziehen. Unter 30 kV, wo man aus wirtschaftlichen Gründen auf horizontale Bewegung des Trennmessers verzichtet, führt man die Trennschalter hängend aus und betätigt sie einzeln mit einer Schaltstange.

Abb. 13 zeigt einen dreipoligen 20 kV Trennschalter mit Einfachunterbrechung für 200 A. Der Trennschalter besteht aus einzelnen Polen,

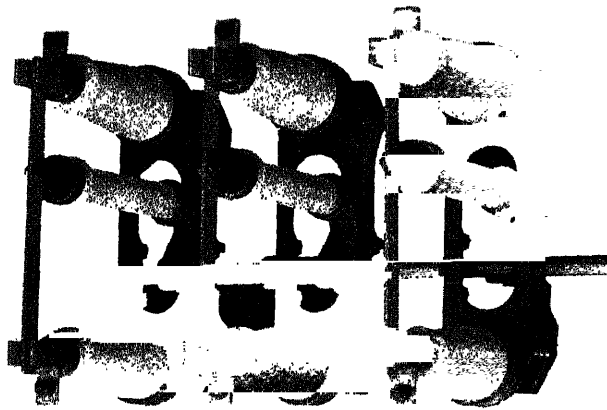


Abb. 13. Dreipoliger 20 kV Trennschalter mit Einfachunterbrechung für 200 A, Polentfernung beliebig wählbar.

läßt also die Wahl einer beliebigen Polentfernung zu. Abb. 14 zeigt einen 30 kV Schubtrennschalter für 200 A, der geöffnet in der Tiefe nicht mehr Raum in Anspruch nimmt als in geschlossenem Zustande. Drehtrennschalter mit doppelter Unterbrechung benötigen schon bei 100 kV erheblich Platz in der Breite, besonders wenn mit Rücksicht auf asynchronen Betrieb der Mittenabstand der Stützer reichlich ge-

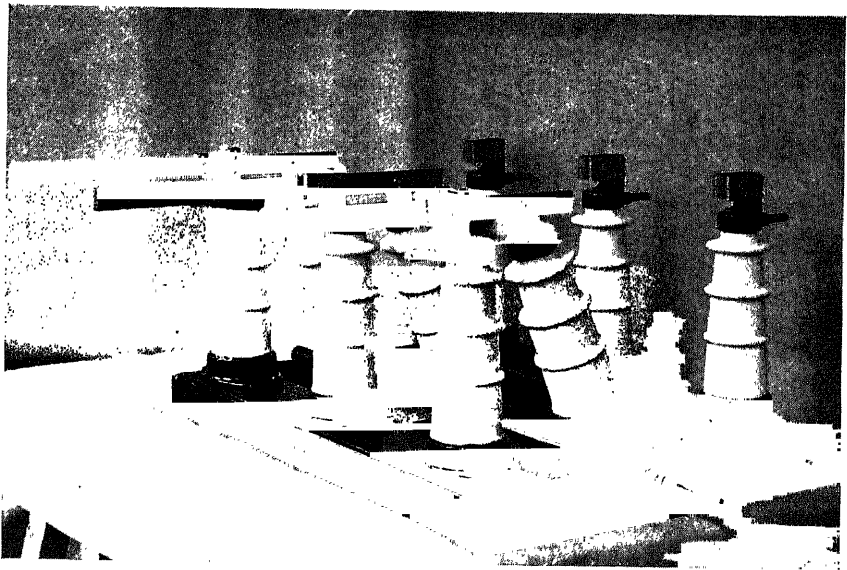


Abb. 14. Dreipoliger 30 kV Schubtrennschalter für 200 A.

wählt werden muß. Allerdings ist in Freiluftanlagen der seitliche Abstand der Trennschalterpole, bedingt durch die Entfernung der Leitungseile, schon genügend groß. In umbauten Anlagen schreibt dagegen der Trennschalter den für die Anlagen erforderlichen Raum vor. Abb. 15 zeigt einen Pol eines 100 kV Innenraum-Trennschalters mit doppelter Unterbrechung. Die Stützer sind aus Hartpapier. Um bei Drehtrennschaltern für Freiluft (50 bis 150 kV) die Beanspruchung des Drehstützers beim Öffnen, besonders auch bei Vereisung, möglichst gering zu halten, wird bei einer Konstruktion die Kontaktbrücke (Bürste) im ersten Teil des Abschaltvorganges abgehoben und dann erst gedreht. Für 200 kV scheidet wegen des großen Platzbedarfes der Drehtrennschalter aus und

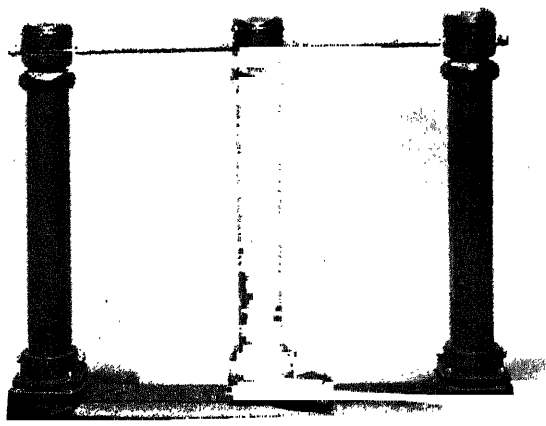


Abb. 15. Pol eines 100 kV Innenraumtrennschalters mit doppelter Unterbrechung.

macht dem Schiebetrennschalter Platz, der bei reichlichem Abstand der beiden Pole in geöffnetem Zustande den geringst möglichen Raum beansprucht. Zwei Ausführungsarten von 200 kV Trennschaltern werden unterschieden. Bei einer Ausführung besteht der Trennschalter aus einem festen und einem beweglichen Stützer je Pol, bei der anderen besitzt er außerdem noch einen zweiten feststehenden Stützer. Der wesentliche Unterschied ist dabei der, daß bei der ersten Ausführungsart das Leitungsseil lose sein muß, da es dem bewegten Stützer folgt, während bei der zweiten das Seil fest angespannt sein kann. In Abb. 16 ist ein Pol eines 200 kV Trennschalters der ersten Ausführungsart wiedergegeben. Er besteht aus 2 Stützen aus Silimanit, von denen der eine auf einem Fahrwagen montiert ist und durch Seilzug auf den feststehenden Stützer zu bewegt wird. Die Kontaktgabe erfolgt durch 2 Kugeln, die in entsprechende Abflachungen des bewegten Stützers eingreifen. Bei einer anderen Konstruktion wird der Kontakt durch

eine Kugel am bewegten und eine am feststehenden Stützer gebildet. Die Bewegung des Fahrwagens erfolgt hier nicht durch Seilzug, sondern durch einen Kettenzug. Die Kette ist zum Schutz gegen den unmittelbaren Zutritt von Regen und Schnee mit Blech abgedeckt. Bei der Ausführung mit zwei feststehenden und einem beweglichen Stützer wird die Verbindung zwischen dem einen feststehenden und dem beweglichen

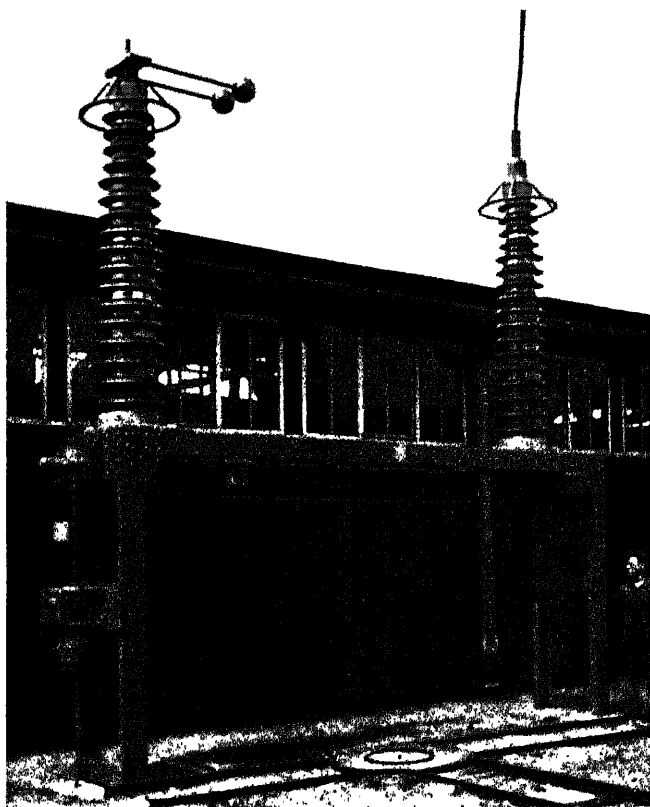


Abb. 16. Pol eines 200 kV Schiebetrennschalters.

Stützer durch eine Schere gebildet, deren Gelenk sich beim Öffnen des Trennschalters nach oben bewegt. Die Verbindung eines Erdungsschalters mit einem Trennschalter erfolgt durch Anbau eines Erdungsmessers am Rahmen des Trennschalters. Der Gegenkontakt ist an der Kappe des Stützers im Leitungszug oder senkrecht zu ihm angebracht.

Für Sonderfälle werden Trennschalter, deren Stützer als Kaskadewandler ausgebildet sind, ausgeführt. Bei derartigen Trennschaltern kann der Einbau von Zusatzwicklungen zur Beheizung der Kontakte vorgesehen werden, um bei strengem Frost eine Vereisung zu vermeiden.

Bei der Konstruktion von Trennschaltern ist mit Rücksicht auf die Wirtschaftlichkeit darauf zu achten, daß die Lagerhaltung in der Fabrik und im Elektrizitätswerk möglichst gering wird. So sollen beispielsweise bei Drehtrennschaltern sowohl die Außenstützer als auch die Mittelstützer gleiche Längen und gleiche Fuß- und Kopfarmaturen erhalten. Ist im Betrieb die Auswechselung eines Stützers erforderlich, so muß der Ersatzstützer nach Anschrauben der Kontaktteile ohne Nacharbeit passen.

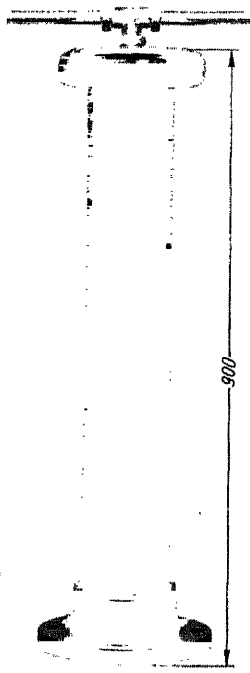


Abb. 17. Repelitstützer für 110 kV für Innenräume.

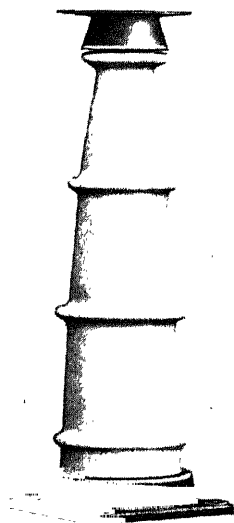


Abb. 18. Porzellanstützer für 100 kV für Innenräume.

3. Isolatoren, Durchführungen

M. Neustätter

Zum Tragen der Sammelschienen, zur Unterstützung der Verbindungsleitungen von diesen zu den Apparaten, werden in bedeckten Räumen Isolatoren aus Hartpapier oder aus keramischen Stoffen wie Porzellan, Silimanit, Melanit oder Steatit verwendet.

Das Hartpapier wird in Form von gewickelten Rohren verwendet, deren einzelne Papierlagen entweder unter Verwendung von Naturharz, wie Schellack, beim Repelit, oder Kunstharz (Bakelit) wie bei Geax oder Turbonit gewickelt werden. Die äußere Oberfläche erhält

eine besonders hochwertige Lackierung, um die Aufnahme von Feuchtigkeit praktisch auszuschließen. Das Material hat gegenüber den keramischen Stoffen den Vorteil der größeren Biegefestigkeit, des geringeren Gewichtes und den einer gewissen Elastizität, die besonders bei der Kurzschlußbeanspruchung der darauf verlegten Leitungen ins Gewicht fällt. Bei Überschlügen verhält sich das Hartpapier im all-



Abb. 19. Porzellanstützer für 100 kV für Freiluftanlagen.

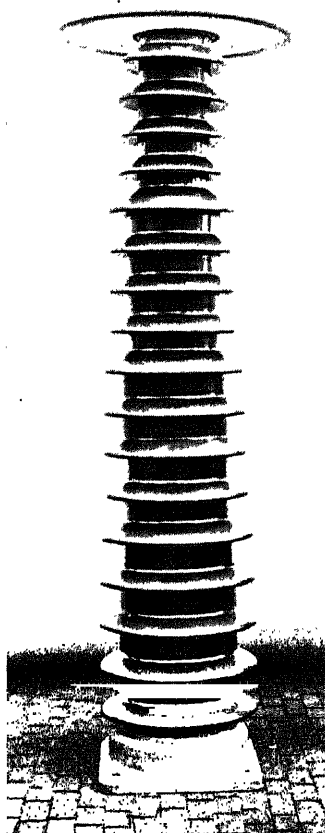


Abb. 20. Porzellanstützer für 200 kV für Freiluftanlagen.

gemeinen auch günstiger als keramische Stoffe, welche hierbei nicht selten springen und die sofortige Auswechselung erfordern, während bei den ersteren nur die obersten Decklagen verkohlen und in vielen Fällen die Auswechselung zu einem günstigeren Zeitpunkt, häufig ohne Unterbrechung der Stromlieferung, vorgenommen werden kann. Die jahrelange Erfahrung hat gezeigt, daß es auch in ungeheizten Stationen den erforderlichen Grad von Betriebssicherheit besitzt.

Die Hartpapierstützer bestehen aus einem zylindrischen Papierrohr von ca. 100 bis 130 mm Dmr., das an einem Ende mit einer Kappe zum Tragen der Leitungen und am anderen Ende mit einem Sockel zur Montage auf Eisenkonstruktionen oder an den Wänden ausgerüstet ist. Für eine Betriebsspannung von 110 kV verwendet man Stützer von ca. 850 bis 900 mm Länge, deren Prüfspannung mit 50 Per. ca. 290 kV

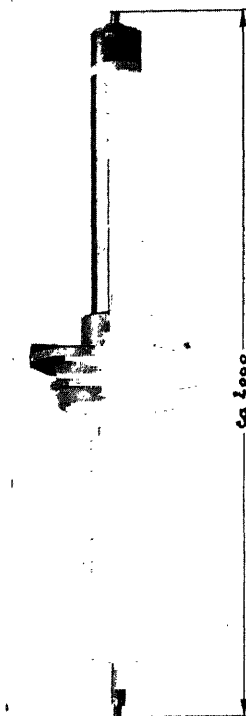


Abb. 21. Wand-Durchführungen aus Repelit für 100 kV Betriebsspannung.

beträgt. Die Stoßüberschlagsspannung beträgt ca. 1000 kV. Um Ausstrahlungen zu vermeiden ist die Kappe meist mit einem Strahlungsschutz ausgerüstet (Abb. 17). Werden die Sammelschienen aufgehängt, so können die gleichen Papierrohre verwendet werden, nur wird an einem Ende statt des Sockels eine Aufhängeschiene montiert. Da die Biegungsbeanspruchung in Fortfall kommt, kann der Durchmesser der Rohre wesentlich kleiner gewählt werden. Isolatoren mit 60 mm Dmr. haben sich durchaus bewährt. Stützer für Innenräume aus Porzellan bestehen aus einem hohlen Porzellankörper mit Rippen zur Erhöhung des Kriechweges, wie Abb. 18, die einen Stützer für 100 kV mit Strahlungskappe, 300 kV Trockenüberschlagsspannung wiedergibt, der Hohl-

raum im Porzellankörper steht meist mit der Außenluft in Berührung. — Stützer fürs Freie werden häufig aus normalisierten Elementen zusammengesetzt, für 110 kV Betriebsspannung aus 3, für 220 kV aus 4 Elementen, welche durch einfache Flanschverbindungen zusammengebaut sind (Abb. 19). Die Regenüberschlagsspannung dieser Stützer für 100 kV Betriebsspannung beträgt 310 kV. Auch einteilige Stützer werden verwendet, die Abb. 20 zeigt einen derartigen Isolator aus Feinsteinzeug (Silimanit) für 220 kV Betriebsspannung und 650 kV Überschlagsspannung bei Regen. Der Hohlkörper besitzt in seiner oberen Hälfte einen Zwischenboden, wobei der obere Hohlraum mit einer plastischen, auch bei tiefen Temperaturen rissfreien Vergußmasse ausgefüllt ist, um Innendurchschläge zu vermeiden. In nebelreichen Gegenden werden auch häufig die unteren Hohlräume ausgegossen. Der Isolator ist ferner mit einem Strahlungsring ausgerüstet.

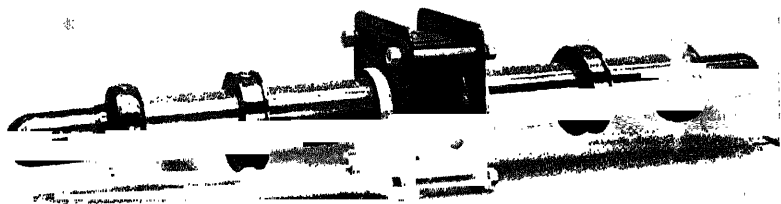


Abb. 22. Geax-Durchführung für waagerechte Montage für 100 kV Betriebsspannung.

Neben Porzellan und Silimanit kommt auch Steatit als Material für Stützer in Frage, das eine höhere Biegefestigkeit als Porzellan besitzt. Es ist ein keramischer Werkstoff aus gemahlenem Speckstein unter Beifügung von Ton und Flußmittel.

Vielfach werden die Sammelschienen und Verbindungsleitungen unter Verwendung von normalen Freileitungsisolatoren oder Stabisolatorn abgespannt.

Die Durchführungen aus Hartpapier werden in der Hauptsache als sog. Kondensatordurchführungen ausgeführt, was den großen Vorteil eines geringen Durchmessers mit sich bringt. Die früher vielfach verwendeten Porzellandurchführungen mit Öl- oder Massefüllung sind fast gänzlich verlassen, da sie einen wesentlich größeren Durchmesser besaßen und außerdem die Gefahr bestand, daß beim Überschlag einer derartigen Durchführung infolge Springens des Porzellankörpers die Füllung in Brand geriet. Die Wanddurchführungen für trockene Innenräume für 110 kV Betriebsspannung haben einen Durchmesser von nur ca. 155 mm und eine Gesamtlänge von 2000 mm, die 5 min Prüfungsspannung beträgt ca. 240 kV (Abb. 21).

Eine andere Konstruktion für horizontal eingebaute Durchführungen zeigt Abb. 22. Der Isolierkörper besteht aus einem Geaxrohr, das mit

einer zähflüssigen Isoliermasse gefüllt ist. Um deren Wärmeausdehnung zu berücksichtigen, ist der in der Wand sitzende Teil als Ausdehnungsgefäß ausgebildet. Außerdem besitzt die Durchführung an den geerdeten

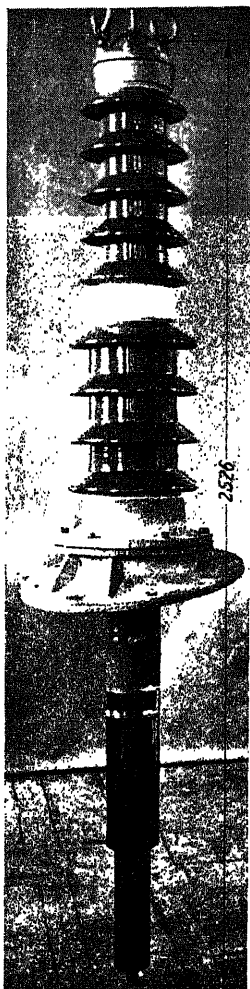


Abb. 23. Freileitungseinführung für 100 kV aus Repelit mit Porzellanüberwurf.

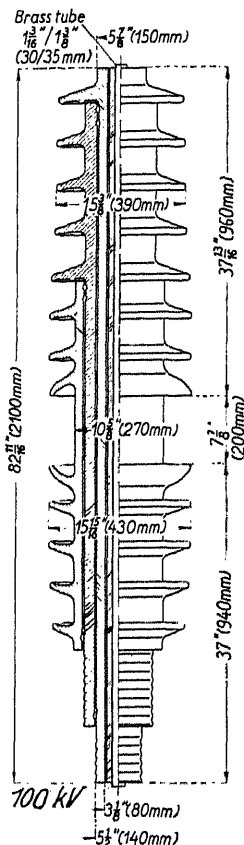


Abb. 24. Mehrrohr-Durchführungen 100 kV für Übergang vom Freien in Gebäude.

Einbauplatten Strahlungsringe und in der Mitte der beiden in den Raum ragenden Teile Hochfrequenzringe, welche den Überslag von hochfrequenten Überspannungen erschweren. Für 110 kV Betriebsspannung beträgt die tatsächliche Überschlagsspannung ca. 275 kV, die Stoßüberschlagsspannung 1000 kV.

Zur Einführung der Freileitungen ins Gebäude werden häufig Hartpapierdurchführungen verwendet, wobei die ins Freie ragende Hälfte mit einem Porzellanüberwurf als Schutz gegen Witterungseinflüsse ausgerüstet ist. Der Zwischenraum zwischen dem Hartpapierwickel und dem Porzellankörper wird zur Erhöhung der elektrischen Festigkeit mit einer plastischen Ausgußmasse ausgefüllt. Um die Bildung von Hohlräumen in diesen Zwischenräumen zu vermeiden, muß die Durchführung unter einem bestimmten Winkel gegen die Horizontale montiert werden (Abb. 23). Es sind auch Hartpapier-Wanddurchführungen und Porzellandurchführungen mit Ölfüllung für Spannungen bis 220 kV durchgebildet worden, da aber die Anlagen für diese Betriebsspannung meist Freiluftanlagen sind, so dürften sie nur in den seltensten Fällen Anwendung finden. Als Durchführungen für Transformatoren und Ölschalter werden sie ebenfalls verwendet.

Eine vollkommen neuartige Porzellandurchführung ohne jede Füllung ist die sog. Mehrrohr-Durchführung, die, wie der Name besagt, aus mehreren ineinandergesteckten Rohren besteht, die unter Verwendung von Bakelit verbunden sind. Abb. 24 zeigt eine derartige Durchführung für 110 kV Betriebsspannung. Sie besteht aus 3 ineinandergesteckten Porzellanrohren mit entsprechendem Schirm zur Erhöhung der Überschlagnungsspannung bei Regen auf dem ins Freie ragenden Teil. Der Durchmesser an der Durchtrittsstelle durch die Wand konnte immerhin bis auf 240 mm herabgedrückt werden und erreicht damit das Maß, das auch bei Hartpapierdurchführungen mit Porzellanüberwurf üblich ist, aber von Porzellandurchführungen mit Ölfüllung nicht erreicht werden kann.

Als Material für die Verbindungsleitungen kommt bei Innenstationen für 110 kV fast durchweg Kupfer- oder Messingrohr von 30 mm Dmr. zur Anwendung, bei Freiluftanlagen wird in der Regel für die Verbindungsleitungen innerhalb der Schaltanlage dasselbe Material verwendet wie für die Freileitungen. Die Herstellung der Abzweige von den Sammelschienen zu den Apparaten erfolgt mit Klemmaterial, bei dessen Ausbildung besondere Rücksicht auf die Verhütung von Ausstrahlungen genommen wird.

4. Reaktanzen

L. Kumlik

Entsprechend dem Anwachsen der Kurzschlußenergien hat die Verwendung von Reaktanzspulen auch in Deutschland eine immer steigende Bedeutung erlangt. Sie werden ohne Eisenkern und für Innenanlagen bis zu 100 kV Nennspannung als Luftdrosseln ohne Öl ausgeführt. Für mittlere und geringere Leistungen werden dreiphasige Aggregate in liegender Anordnung gebaut (Abb. 25), für größere Leistungen stehende Ausführungen bevorzugt, die einzelnen Phasen getrennt nebeneinander oder (Abb. 27 und 28) säulenförmig übereinander.

Die Reaktanzspulen werden entweder in einem Zug gewickelt unter Vermeidung von Verbindungen innerhalb einer Phase (Abb. 26 und 27),

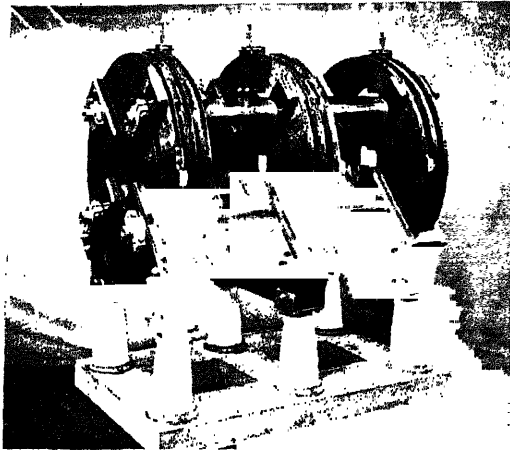


Abb. 25. Dreipolige Reaktanz in liegender Anordnung (Spulen vertikal gestellt) für 20 kV, 60 A, 5%.

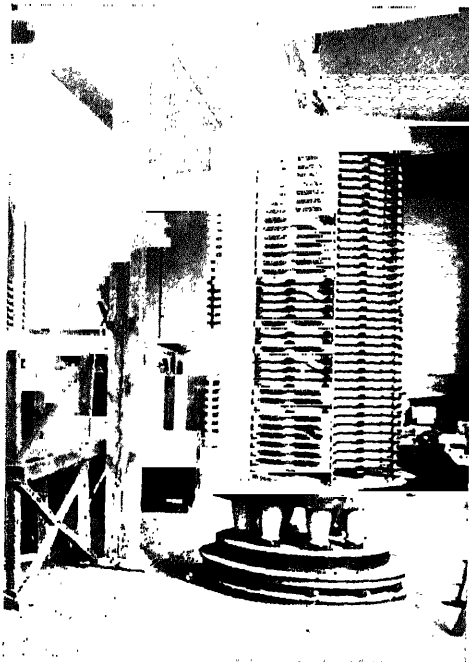


Abb. 26. Einpelige Reaktanz in vertikaler Anordnung. Einzelleiterwicklung mit Luftabstand, 30 kV, 750 A, Stundenüberlastung 1000 A, 3 Ohm Reaktanz.

so daß ihre Wicklung aus Einzelleitern mit Luftabstand besteht, oder sie werden aus massiv gewickelten Flachspulen (Abb. 28) zusammengesetzt. Diese werden übereinandergeschichtet und zu einem festen Spulenkörper vereinigt. Zur Herabminderung der Bauhöhe kann man die Flachspulen konisch ausbilden und wechselweise so anordnen, daß Stellen geringster Spannungsdifferenz zusammengedrückt sind (Abb. 29).

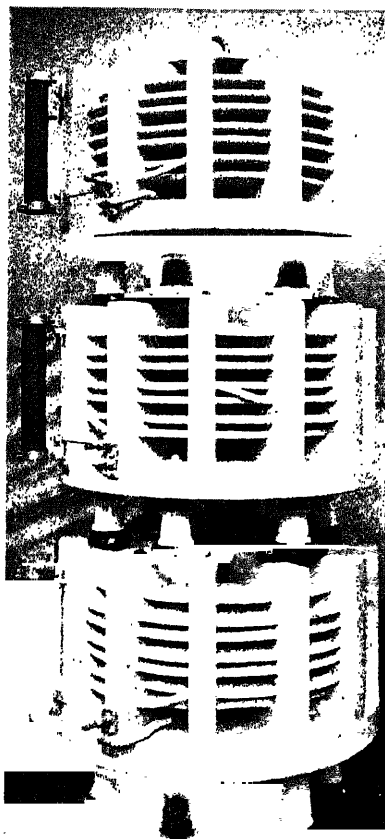


Abb. 27. Dreiphasige Reaktanz, 350 A, 6000 V.

Da bei Verwendung von Reaktanzen die Sicherheit des ganzen Betriebes in erster Linie von ihnen abhängt, müssen sie den höchsten Grad von Kurzschlußsicherheit erreichen, d. h. in mechanischer Hinsicht, daß sie einem maximalen Stromstoß gewachsen sein sollen, der den 2,5-fachen Betrag des Dauerkurzschlußstromes bei unveränderlicher Spannung an den Primärklemmen entspricht. Erzielt wird dies durch starken Zusammenbau der Spulenkörper. Die einzelnen Lagen werden mit Hilfe peripherisch verteilter, maßhaltiger, nichtschrumpfender Zwischen-

stücke (Hartporzellan, Steatit, imprägniertes Holz) gegeneinander versteift und durch kräftige Zugbolzen zwischen Preßplatten aus Halbleitern oder nichtmagnetischen Segmenten verspannt, um jede Bewegungsmöglichkeit zu unterbinden. Die Zugbolzen können aus Hartpapier, aus Hartporzellan oder Steatit bestehen (Zugkräfte bis 6000 kg je Bolzen), oder es werden isolierte unmagnetische Metallbolzen verwendet, die dem dielektrischen Feld der Wicklung möglichst entzogen sind. Abb. 27 zeigt Spulen, deren Wicklung in Spezialbetonrippen einzementiert ist, wobei auf Abstützteile, Spannplatten und Preßbolzen verzichtet werden kann.

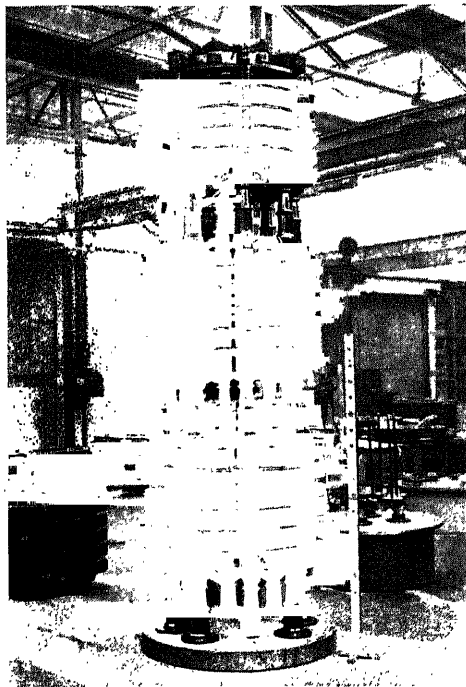


Abb. 28. Droipolige Reaktanz, Phasen übereinander, 30 kV, 320 A, 4%.

Die radialen Kräfte werden bei Einzelleitern durch ihre Biegefestigkeit und segmentartige Abstützung aufgefangen; bei massiv gewickelten Flachspulen ist eine Auswirkung dieser Kräfte überhaupt nicht zu erwarten.

Die thermische Kurzschlußfestigkeit ist im Minimum für den 20fachen Nennstrom von 6 s Dauer einschließlich der Stoßspitze rechnerisch zu maximal 180° C Übertemperatur vorgeschrieben (unterteilter Kupferquerschnitt, axiale und radiale Durchlüftung). Die Feuerfestigkeit kann durch asbestumklöppelte Kabel in Beton (Abb. 27) auf einen Absolutwert gebracht werden, doch ist auch getränkte Papierisolation,

Hartpapier und imprägniertes Holz verwendbar, weil es gegenüber den sonstigen Zerstörungserscheinungen eines Lichtbogens genügt, die Entflammung zu unterbinden.

Die Kurzschlußsicherheit in elektrischer Beziehung wird durch entsprechende Spannungsabstände gewährleistet unter möglicher Vermeidung blanker Wicklungen. Speziell bei Verwendung von Seilen müssen diese isoliert sein oder aus isolierten Einzeldrähten bestehen, um Teilentladungen zwischen einzelnen Adern wirkungslos zu machen oder ganz zu verhindern. Die Sprungwellensicherheit soll mindestens für die 4fache Netzspannung ausreichen. Betriebsmäßig ist mit der vollen Netzspannung zwischen den beiderseitigen Klemmen zu rechnen.

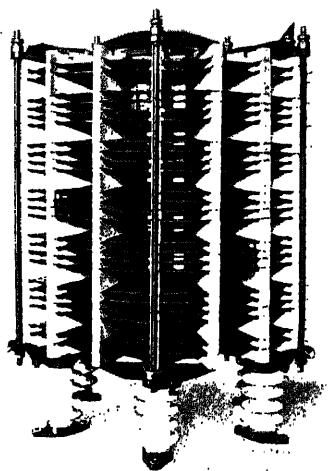


Abb. 29. Einpolige Reaktanz mit konisch gewickelten Flachspulen, 30 kV, 580 A, 580 A, 10%.

Zur Vermeidung stehender Schwingungen kann man die Reaktanzen der Einzelphasen durch Ohmsche Widerstände überbrücken (Abb. 27). Zwecks gleichmäßiger Spannungsverteilung in axialer Richtung gegenüber Sprungwellen kann kapazitive Überbrückung angewandt werden, die durch den mechanischen Aufbau selbst erreicht wird, wenn die Stirnsegmente durch metallene Spannbolzen elektrisch verbunden werden. Bei Verzicht darauf müssen auch die beiderseitigen Segmente wie jeder Metallteil elektrisch gesteuert sein.

Seit einiger Zeit sind Reaktanzen in Betrieb, die als einrohrige, axial geschlossen gewickelte Zylinderspulen aus Hochkantflachkupfer eine größere Windungskapazität besitzen, um auf diesem Wege den axialen Durchgang von Sprungwellen zu erleichtern (Abb. 30). Bei höheren Nennströmen erfolgt eine Parallelschaltung mehrerer koaxial angeordneter Röhrenspulen.

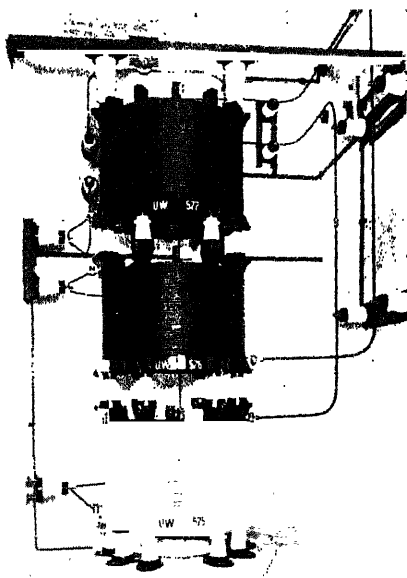


Abb. 30. Dreiphasige Reaktanz, Phasen übereinander, aus axial geschlossen gewickelten Zylinderspulen bestehend, Reihe 10, 350 A, 0,5 Ohm.

5. Wandler- und Meßeinrichtungen für Schaltanlagen

Prof. Dr.-Ing. G. Keinath und Dr.-Ing. W. Reiche

Die wichtigsten Meßeinrichtungen für Schaltanlagen sind Strom- und Spannungswandler bzw. Spannungs- und Meßeinrichtungen. Im nachfolgenden sind die wichtigsten solcher Apparate zusammengestellt und deren neueste Bauweise beschrieben.

Stromwandler

Ursprünglich nur zur Betätigung von Meßeinrichtungen bestimmt, ist der Stromwandler im Laufe der Zeit zu einem sehr wichtigen Glied jeder Schaltanlage geworden, an dessen Zuverlässigkeit die höchsten Anforderungen gestellt werden.

Die *Prüfspannung* der Stromwandler ist vom VDE höher gesetzt worden, als in anderen Ländern üblich, nämlich auf 2,2 U plus 20 kV, um den Überschlag und die Durchschlagsgefahr weitgehendst zu vermindern.

In zweiter Linie erfolgt die Auswahl der Wandler für Großschaltanlagen nach dem *thermischen Grenzstrom*, den man zweckmäßig auf 1 s umrechnet:

$$J_{\text{therm}} = J_D \cdot \sqrt{t},$$

wobei J_D der Dauerkurzschlußstrom und t die Auslösezeit der Relais in Sekunden ist. Dieser thermische Grenzstrom bestimmt einen pri-

mären Leiterquerschnitt des Wandlers, und es ist dann eine weitere Aufgabe, mit diesem Querschnitt einen Stromwandler zu bauen, der hinsichtlich Leistung, Genauigkeit und Überstromkennziffer den Anforderungen genügt. Es ist beabsichtigt, künftig auf jedem Wandler Schild diesen thermischen Grenzstrom und den primären Kupferquerschnitt zu vermerken.

Neben diesem thermischen Grenzstrom muß auch der dynamische Grenzstrom beachtet werden, weil durch dynamische Wirkungen eine Zerstörung der Sekundär- und Primärwicklungen eintreten kann. Diese dynamischen Wirkungen lassen sich viel weniger leicht errechnen als die thermischen, hier muß die Rechnung durch den Versuch ergänzt werden. Gebräuchliche kurzschlußfeste Typen von Wickelwandlern halten den 75- bis 150fachen Stromstoß aus, in besonderen Fällen wird verlangt, daß der 1000-, sogar 5000fache Stromstoß ohne Schaden ertragen wird. Am sichersten ist der Stabwandler mit Ringkern; leider ist er aber in seiner Leistung bei kleinen Stromstärken nicht für genaue Messungen ausreichend.

Die *Überstromkennziffer* gibt an, bis zu welchem Vielfachen der Nennstrom und das Übersetzungsverhältnis des Wandlers angenähert konstant bleibt (auf $\pm 5\%$ genau). Diese Eigenschaften sind wichtig für Wandler, die beim Differentialschutz von Leitungen oder Transformatoren eingebaut sind oder zur Speisung von Widerstandsrelais dienen. Hohe Überstromkennziffer in Verbindung mit hoher Sekundenleistung bei normaler Stromstärke bedingt sehr große Wandler, die bei hohen Spannungen wesentlich teurer sind als solche mit kleiner Überstromkennziffer. Ist z. B. die Sekundenleistung bei Nennstrom 100 VA und wird eine Überstromkennziffer $n = 20$ verlangt, so muß bei 20fachem Strom eine Leistung von $20 \times 20 \times 100 = 40\,000$ VA abgegeben werden. Würde man aber die Leistung auf 20 VA heruntersetzen, so könnte ein Wandler mit nur $\frac{1}{5}$ des Eisenaufwandes Anwendung finden.

Die *Genauigkeit* der üblichen Wandler entspricht den VDE-Klassen „E“ und „F“, d. h. etwa $\pm 0,5\%$ und $\pm 1\%$. Für Wandler, von denen man sehr hohe Überstromfestigkeit verlangt, bestehen noch zwei andere Klassen mit 3% und 10% Fehlergrenze.

Bauweise der Stromwandler

Der Stabwandler ist für jede Schaltanlage die zweckmäßigste Type; vor allem bietet er immer die höchste Sicherheit in dynamischer und thermischer Hinsicht. Leider ist es aber nicht möglich, bei Stromstärken unter 300 A die für Meßeinrichtungen nötige Genauigkeit zu erreichen, wenn man nicht auf die Verwendung des sehr kostspieligen Eisen-Nickels oder auf Kunstschaltungen zurückgreifen will. Da der Durchführungsisolator bei hohen Spannungen immer der kostbarste Teil an einem Durchführungs-Stabwandler ist, so wird häufig als Isolatorkörper die Ölschalterdurchführung verwendet. Da diese aber meist mit Rücksicht auf die mechanische Festigkeit einen sehr großen Durchmesser hat, so kommt man auch zu sehr großem Kern, wenn man nicht mit geringerer Genauigkeit zufrieden sein will. Kondensator-Durch-

führungsstromwandler mit Porzellanüberwurf haben bei gleicher Nennstromstärke und gleicher Bürde wegen des kleineren Ringkerndurchmessers viel geringere Fehler als normale Stromwandler in Porzellandurchführung. Als Isoliermaterial der Stabwandler wird vorwiegend Hartpapier verwendet. Wegen ihrer hohen dynamischen Festigkeit bei Mittelspannungen sind aber neuerdings auch Wandler mit Porzellanisolierung gebaut worden, bei denen aber die eigentliche Isolierung meist aus Faserstoff besteht und nur der Überwurf aus keramischem Material hergestellt ist.

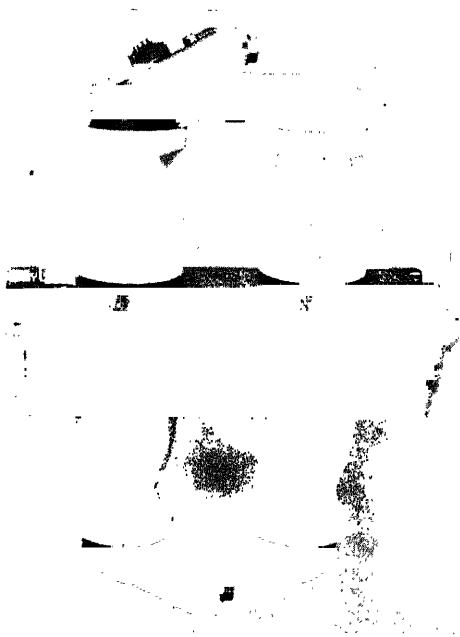


Abb. 31. Schleifenwandler, Reihe 15, 120 VA, mit einem Kern.

Der *Schleifenwandler* ist ursprünglich aus dem Stabwandler entstanden, wo dieser nicht mehr die zur Erreichung der Leistung notwendige Stromstärke hatte, er wurde deshalb auch zunächst ausschließlich mit Hartpapierisolation hergestellt. Für Innenräume und für Spannungen von 20 bis 30 kV gibt es Schleifenwandler mit Hartpapierisolierung von 5 bis 600 A, bei den höheren Reihen ist der Preis letzterer etwas größer als derjenige des Querlochwandlers. Es gibt auch Schleifenwandler ohne Öl, ohne Masse, mit Porzellanisolatoren bis Reihe 20, für Stromstärken von 5 bis 600 A (Abb. 31). Als Freiluftausführung wird der Schleifenwandler auch mit Mehrrohr-Porzellandurchführungen gebaut. Der Schleifenwandler ist dynamisch sehr widerstandsfähig. Der konstruktive Nachteil ist der große Kupferaufwand infolge der großen Länge der Primärwicklung, die auch durch

Sprungwellen mehr gefährdet ist als die eines Wickelwandlers mit geringer Wicklungslänge, wenn nicht die einzelnen Windungen sehr gut gegeneinander isoliert sind.

Der *Querlochwandler* sowohl der Durchführungs- als der Topfwandler haben in Schaltanlagen für Spannungen bis 30 kV in den letzten Jahren steigend Anwendung gefunden. Sein besonderer Vorteil ist bei niedrigerem Preis als für den Hartpapierschleifenwandler für gleiche Spannung und Leistung der, daß er außer den Windungsisolierungen keine brennbaren Bestandteile hat. Durch Änderung der Schichtungshöhe der Eisenbleche kann er weitgehend den Betriebsanforderungen hinsichtlich der thermischen Festigkeit angepaßt werden. Die höchste erreichbare Prüfspannung ist zur Zeit 100 kV (Abb. 32, 33).

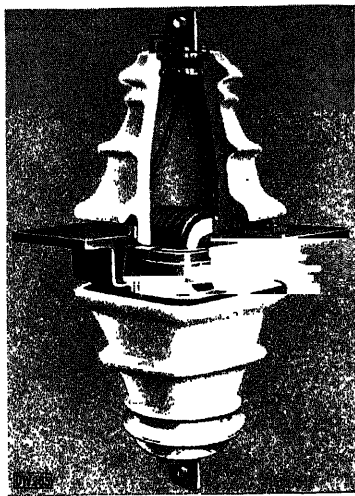
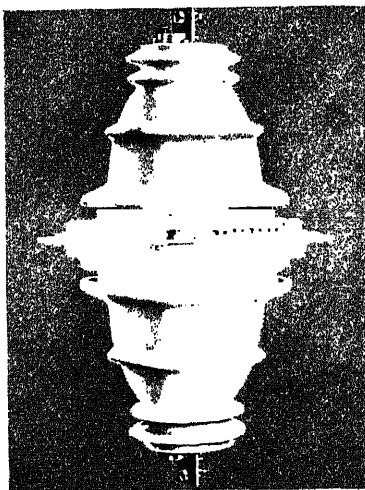


Abb. 32. Durchführungsstromwandler aus einteiligem Querloch-Porzellanisolierkörper.

Der *Kaskadenstützerwandler* ist die Reihenschaltung mehrerer Querlochtopfwandler zur Erzielung größerer Prüfspannung. Infolge der mehrfachen Transformierung des Stromes ist es schwieriger als bei der einfachen Type, hohe Leistung und hohe Genauigkeit zu erreichen. Indessen sind die Ergebnisse für den Betrieb vollkommen ausreichend.

Der *Stützerstromwandler* (Abb. 34) ist eine Sondertype für hohe Spannung, bei der der Isolator eines Topfwandlers soweit im Durchmesser vergrößert wurde, daß das Stromwandlersystem im Inneren des Isolators Platz gefunden hat. Er wird als Kreuzring- oder Achterringwandler mit einem, zwei, allenfalls auch drei voneinander unabhängigen Meß- und Relaiskernen ausgeführt, nachdem diese Bauweise sich als besonders kurzschlußfest und spannungsfest erwiesen hat. Es liegen bereits Ausführungen vor für eine Betriebsspannung von 220 kV mit einer Prüfspannung von 460 kV, bei einem Gesamtgewicht von 3000 kg. Bei dieser Spannung stellt sich der Stützerwandler wesentlich billiger als

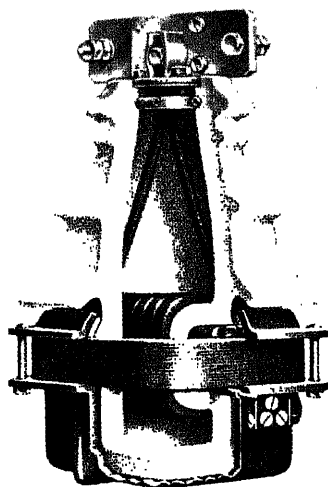


Abb. 33. Topfstromwandler aus einteiligem Querloch-Porzellan.

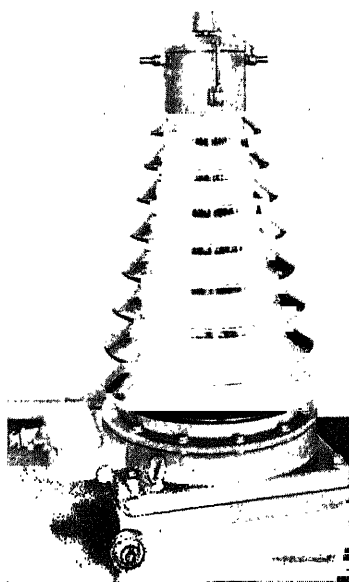


Abb. 34. Stützer-Stromwandler für Freiluft mit Kreuzringsystem und Ölisolierung.

ein Topfwandler, weil die sehr teure Durchführung für 220 kV in Fortfall gekommen ist. Für hohe Sekundärleistungen kommen bis zu den höchsten Spannungen auch Topfstromwandler mit Ölfüllung zur Verwendung, die ebenfalls mit zwei, drei, vier gleichwertigen unabhängigen Meßkernen von hoher Leistung ausgeführt werden können.

Isolationsmittel

Die Verwendung von Masse als Isoliermittel für Stromwandler geht mehr und mehr zurück, weil die Wandler wegen der geringen Wärmeleitfähigkeit der Masse gegen Überlastung sehr empfindlich sind. Öl-wandler werden allgemein den Massewandlern vorgezogen, Hartpapier-isolierung wird bei hohen Spannungen für Stab- und Schleifenwandler verwendet, Zellulosepapier ist vielfach gebräuchlich bei Wandlern für Spannungen von 50 bis 200 kV. Porzellanisolierung ist durch die Konstruktion der Querlochwandler am meisten bekanntgeworden, die besonderen Vorteile der Porzellanisolierung brauchen nicht ausdrücklich hervorgehoben zu werden.

Preis der Stromwandler

Bei hohen Anforderungen an Leistung, Genauigkeit und Betriebssicherheit können die Preise der Stromwandler ganz beträchtlich werden. Es seien deshalb die für die Preisbestimmung geltenden Faktoren in ihrer Bedeutung kurz zusammengestellt.

1. *Genauigkeit.* Bei kleiner Leistung (15 bis 30 VA) und niedriger Überstromkennziffer (nicht größer als 5) wird der Preis nicht viel geändert für 0,5 bis 1 % Genauigkeit, wohl aber bei hohen Anforderungen, wenn 0,1 bis 0,2 % Fehlergrenze verlangt wird.

2. *Leistung.* Etwa proportional mit der Leistung muß bei gegebenen Genauigkeiten und gegebener Bauweise der Querschnitt des Eisenkernes und damit die Größe des Stromwandlers wachsen, wodurch erhebliche Verteuerung eintreten kann.

3. *Überstromkennziffer.* Der Aufwand an aktivem Eisenmaterial steigt bei gegebener Genauigkeit proportional etwa mit dem Quadrat der Überstromkennziffer. Wird diese zu hoch eingesetzt, so verteuert sich der Wandler unter Umständen ganz erheblich.

4. *Prüfspannung.* In ganz roher Annäherung kann gesagt werden, daß die Kosten eines bestimmten Wandlermodelles angenähert mit dem Quadrat der Prüfspannung wachsen. In dieser Beziehung ist aber bei der Projektierung keine Konzession möglich und muß diese Verteuerung immer in Kauf genommen werden.

5. *Wahl der Wandlertype.* Am billigsten stellt sich fast immer der Stabwandler; bei kleinen Stromstärken und mittleren Spannungen ist der gewöhnlich ölisierte Topfwandler billiger als der porzellanisierte Querlochwandler bzw. als der Schleifenwandler mit Porzellanisolatoren; er kann aber an gefährdeten Stellen nicht als vollwertiger Ersatz gelten. Bei den höchsten Spannungen sind Kaskaden- und Stützerstromwandler weitaus am billigsten, und sie können auch vollkommen betriebssicher und mit höchster Genauigkeit hergestellt werden.

Spannungsmeßeinrichtungen

Im allgemeinen wird Hochspannung immer noch unter Verwendung von Spannungswandlern gemessen. Erst in den letzten Jahren sind auch andere Meßeinrichtungen in Aufnahme gekommen.

Die *Prüfspannung* für Meßwandler soll durch den Verband neuerdings gleich der der Stromwandler angesetzt werden mit $2,2 U$ plus 20 kV. Es ist damit zwar eine nicht unerhebliche Verteuerung der Wandler verbunden, aber dafür tritt wieder eine Ersparnis ein, weil man, nachdem auch die Windungsprobe auf die 2,5fache Nennspannung

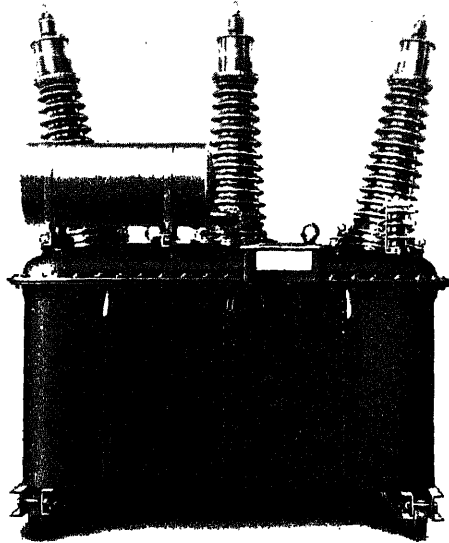


Abb. 35. Drehstrom-Fünfschenkelspannungswandler in Freiluftausführung 110 kV mit kurzgeerdetem Nullpunkt.

erhöht wurde, sowohl die Sicherungen auf der Hochspannungsseite als auch die Strombegrenzungswiderstände weglassen kann. Die modernen Spannungswandler sind so sicher gebaut, daß Defekte außerordentlich selten sind.

Die Anforderungen hinsichtlich der *Sekundärleistung* sind sehr verschieden. Kommt nur der Anschluß des Zählers in Frage, so würden 10 VA genügen, und es läßt sich dann auch bei sehr leichter Konstruktion eine hohe Genauigkeit erreichen. Meist werden aber Relais angeschlossen, und man verlangt dafür Leistungen bis zu 1000 VA in der 1%-Klasse. Selbstverständlich bedingt dies wieder eine erhebliche Verteuerung der Meßeinrichtung. Die geforderte Genauigkeit ist im allgemeinen dieselbe wie bei den Stromwandlern 0,5 oder 1% vom Sollwert. Für höchste Anforderungen — etwa bei der Verrechnung sehr

großer Leistungen — ist es möglich, zur Verwendung mit Präzisionszählern noch höhere Genauigkeit insbesondere hinsichtlich eines sehr kleinen Fehlwinkels — zu erreichen.

Bauweise

Die übliche Bauweise des Spannungswandlers ist die des Topfwandlers mit zwei aufgesetzten Durchführungen. In neuerer Zeit werden sowohl für die genaueste Leistungsmessung als für den Anschluß von Relais drei Einphasenwandler gegen Erde geschaltet. Der *Fünfschenkel-*



Abb. 36. Kaskadenspannungswandler mit 6 Gliedern für 220 kV Nennspannung, Freiluftausführung.

wandler (Abb. 35) verbindet die Vorteile gedrängter Bauweise mit sehr großer verfügbarer Sekundärleistung, wird aber bei Spannungen über 100 kV schon sehr teuer. Wesentlich billiger ist für die höchsten Spannungen die Konstruktion der Kaskadenwandler (Abb. 36), bei denen mehrere Einzelwandler in Reihen geschaltet sind. Damit ergeben sich für 150 und 220 kV billigere Wandler; allerdings ist die Leistung weniger hoch als bei den Topfwandlern bzw. bei den Fünfschenkelwandlern. Diese Wandler werden mit Öl oder Masse isoliert. Wandler dieser Bauweise sind schon in großer Anzahl in dem 110 und 220 kV Netz des RWE neben den Kreuzring-Stützerwandlern für die gleiche Spannung in Betrieb genommen worden.

Die *C-Messung* verwendet man im allgemeinen in Verbindung mit einem Durchführungsisolator als kapazitiven Spannungsteiler. Sie wird indessen auch mit besonderen Meßkondensatoren gebaut. Das Verfahren ist seit einer Reihe von Jahren in Deutschland in Verwendung. Die Genauigkeit ist nicht so groß, daß man exakte Spannungs- und Leistungsmessungen ausführen könnte, sie reicht aber vollkommen aus zur Erdschlußüberwachung und zum Synchronisieren. Die Firma, die die C-Messung liefert, versieht alle von ihr gebauten Kondensatordurchführungen mit Hilfseinrichtungen (Hilfsbandagen) zum Anschluß von Zwischenwandlern und Instrumenten. Durch Verwendung besonders genauer Meßkondensatoren ist es möglich, auf höhere Leistung zu kommen (bisher nur 10 bis 15 VA) und auch die Genauigkeit wesentlich zu steigern. Mit genaueren Kondensatoren und geeigneten Schaltungen zur Verstärkung des Ladestromes läßt sich auch Leistungsmessung sowie unter Umständen gleichzeitiger Anschluß von Distanzrelais durchführen.

II. Aufbau der neuzeitlichen Schaltanlagen

Prof. Dr.-Ing. W. Petersen

Bei dem Aufbau der Schaltanlagen in den größeren Städten muß in erster Linie auf die geringe und teure Grundfläche Rücksicht genommen werden, d. h. der Aufbau dieser Anlagen muß in die Höhe, d. h. in mehreren Stockwerken, erfolgen, und das Kellergeschoß wird für die bequeme Zu- und Abführung der zahlreichen Kabel benutzt. Über dem Kabelkeller liegen in verschiedenen Stockwerken übereinander angeordnet, sozusagen dem Schaltbild entsprechend, die Kabeltrennschalter, Stromwandler, Meßtransformatoren, die Reaktanzspulen, die Ölschalter und die Sammelschienen mit ihren Trennschaltern.

Alle größeren Schaltanlagen für Hochspannungen werden, soweit der Einbau der Ölschalter in Frage kommt, nach dem Zellensystem ausgeführt, während das gekapselte Material nur in kleinen Verteilungsstationen Verwendung findet.

Für Überlandnetze, wo die Platzfrage eine nicht so ausschlaggebende Rolle spielt, kommt vorwiegend der zweistöckige Aufbau in Frage. Daher gelangen die schweren und Öl enthaltenden Apparate, wie Ölschalter, Stromwandler und Meßtransformatoren grundsätzlich im Erdgeschoß und die Sammelschienen im Obergeschoß zur Aufstellung. Auch einstöckige Anordnungen, bei denen alle Schaltapparate mit den Sammelschienen in einem einzigen Geschoß untergebracht werden, kommen des öfteren zur Anwendung.

Bei Innenanlagen, sowohl für die Städte als auch für Überlandwerke, geht das Bestreben in erster Linie dahin, die Öl enthaltenden Apparate in feuersicheren Kammern aufzustellen, deren Abschlußtüren ins Freie münden. Sollte also in einer Ölschalterkammer ein Brand entstehen, so öffnet sich die Abschlußtür, der Rauch gelangt ins Freie, und die Löschung des Brandes kann dann von der Außenseite des Schaltgebäudes aus erfolgen.

Ist eine solche Anordnung aus baulichen Gründen namentlich in den Städten nicht durchführbar, so münden die Türen der Ölschaltkammern innerhalb des Schalthauses in einen Gang, der keine blanken bzw. spannungsführenden Leitungen enthält. Der bei dem Defekt eines Ölschalters in diesem Gang sich sammelnde Rauch wird durch Ventilatoren abgesaugt und ins Freie geführt. Das bei einer Zerstörung des Ölschalters sich in der Kammer ansammelnde Öl wird durch Ölabflußröhren in einen Sammelbehälter geführt.

Wenn man von Ausnahmefällen absieht, so wird in den deutschen Hochspannungsschaltanlagen das Doppelsammelschienensystem fast

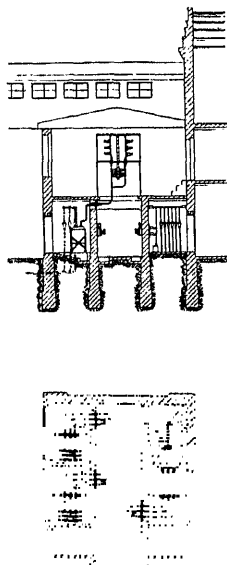


Abb. 37. Hochspannungsschaltanlage Schnitt, Einbau normaler Ölschalter in feuersichere Kammern.

allgemein verwendet, und die Umschaltung der Stromkreise, die in den meisten Fällen nur einen Ölschalter besitzen, geschieht mittels dreipoliger Trennschalter, die unterhalb der Sammelschienen montiert werden. Hin und wieder werden auch für Maschinen zwei Ölschalter verwendet.

Schaltanlagen, bei denen für *jeden* Stromkreis zwei Ölschalter verwendet werden, gehören in Deutschland zu den Ausnahmen. Entweder liegen die drei Phasen als blanke, auf Isolatoren verlegte Leitungen nebeneinander, übereinander oder sind in der Form eines Dreiecks angeordnet.

Bei den Innenstationen erfolgt der Einbau der Ölschalter in verschiedener Weise. Zu einer der ältesten Ausführungsarten gehören die Schaltanlagen, bei welchen der Aufbau nach der in der Abb. 37 dargestellten Weise erfolgt. Hier sind die Ölschalter als Ganzes in

feuersicheren Kammern eingebaut. Von den Ölschalterkammern aus führen die Leitungen mittels Durchführungsisolatoren durch eine feuersichere Wand einerseits zu dem Kabelendverschluß und andererseits zu den Sammelschienenentrennschaltern. Die letzteren sind durch feuersichere Platten von den Sammelschienen getrennt, um beim Fehl-

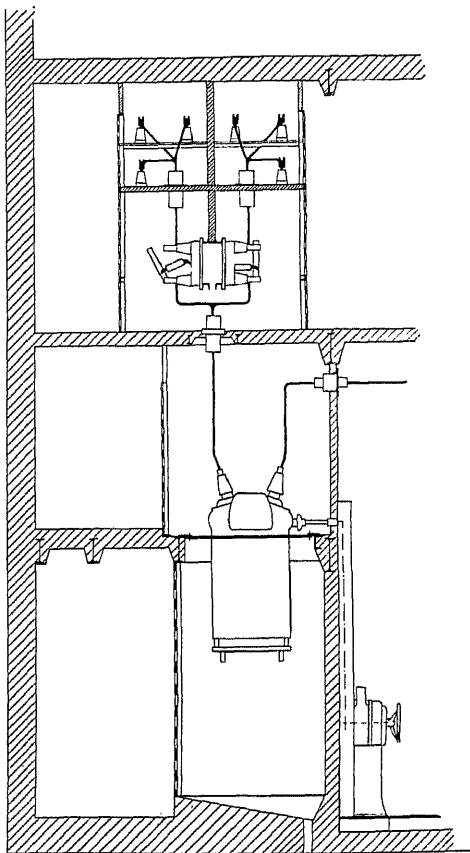


Abb. 38. Ölschalter mit Deckeinsatz.

schalten der Trennschalter das Wandern des Lichtbogens an den Sammelschienen entlang zu vermeiden.

Der Ölschalterbedienungsang und der Sammelschienenraum sind vor einer Verqualmung geschützt, falls ein Defekt am Ölschalter auftreten sollte. Sollte dieser Defekt sich nur auf den Ölbehälter beschränken und den Deckel selbst nicht betreffen, so können die blanken Teile, die in der Kammer oberhalb des Deckels liegen, ebenfalls vor dem Rauch geschützt werden, wenn der Einbau des Ölschalters in der in der Abb. 38 dargestellten Weise erfolgt.

Abb. 39 zeigt den Aufbau einer Schaltanlage, bei welcher der Deckel

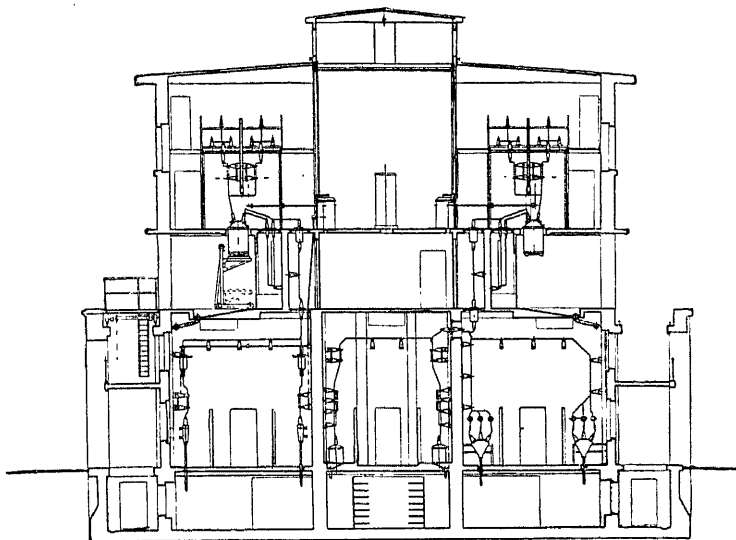


Abb. 39. Deckeleinbau in Höhe des ersten Stockwerkes.

des Ölschalters unmittelbar unterhalb der Sammelschienenentrennschalter, d. h. im Fußboden des Sammelschienenraumes montiert ist. In Deutschland sind seit einigen Jahren eine große Anzahl derartig ausgeführter Anlagen in Betrieb und haben sich bisher gut bewährt.

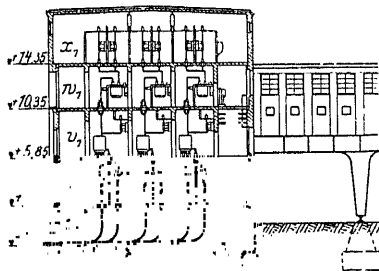


Abb. 40. Schnittanordnung der Apparate nach der Methode der horizontalen Phasentrennung.

Abb. 40 zeigt eine Schaltanlage, die nach dem System der Phasentrennung ausgeführt wurde. Diese Anordnung ist bisher in Deutschland nur im Großkraftwerk Klingenberg zur Anwendung gelangt.

Wie aus Abb. 37 bis 40 ersichtlich, sind die Ölschalterantriebe ausnahmslos in einem gefahrlosen Bedienungsgang an einer Mauer befestigt. Sollte der Ölschalter also nicht nur elektrisch, sondern auch von Hand bedient werden, so bleibt im Falle einer Beschädigung des Ölschalters der Bedienende vor schweren körperlichen Beschädigungen bewahrt.

Die Trennschalter werden bei den deutschen Anlagen fast ausnahmslos dreipolig ausgeführt und durch einen mechanischen Antrieb entweder vom Sammelschienenraum aus oder in der Nähe des Ölschalterantriebes betätigt. Vielfach werden auch die Betätigungsgriffe der zu einem Abzweig gehörenden Sammelschienen und Kabeltrennschalter dicht bei dem Ölschalterantrieb montiert, so daß der Bedienungsmann nur im Ölschalterbedienungsraum schaltet. Diese Zentralisierung der

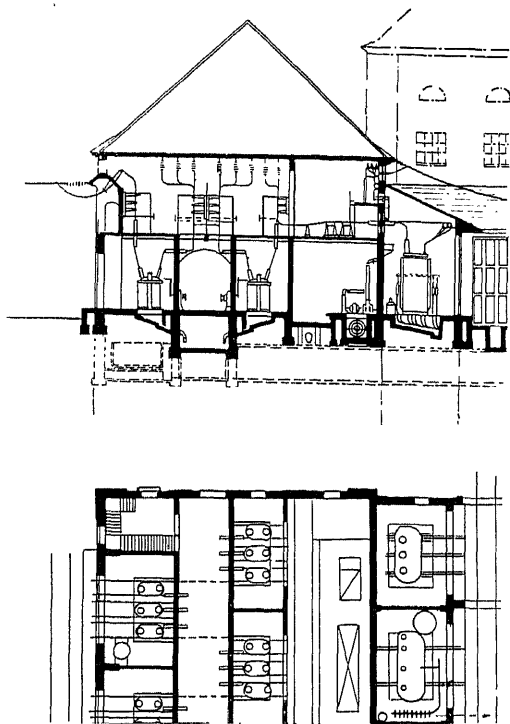


Abb. 41. Hochspannungsanlage für Überlandnetze, Ölschalter freistehend. Unterbringung ähnlich Abb. 37.

Antriebe hat den Vorteil, daß nicht allein die Bedienung übersichtlicher und vereinfacht wird, sondern das Bedienungspersonal kann auch bei falscher Handhabung der Trennschalter durch den auftretenden Lichtbogen nicht verletzt werden. Bei großen Schaltanlagen werden die Trennschalter auch elektrisch durch motorische Antriebe von der Schaltwarte aus betätigt. Entsprechend angebrachte mechanische oder elektrische Verriegelungsvorrichtungen verhindern dann die Ausschaltung der Trennschalter, wenn der Ölschalter sich in eingeschaltetem Zustand befindet. Auf diese Weise werden Betriebsstörungen, die durch falsches Ziehen von Trennschaltern sonst entstehen können, vermieden.

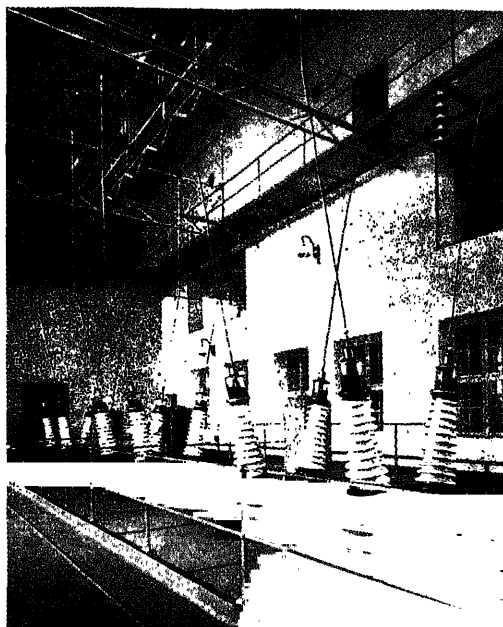


Abb. 42. Hochspannungsanlage, Deckeinbau in Fußbodenhöhe des Erdgeschosses.

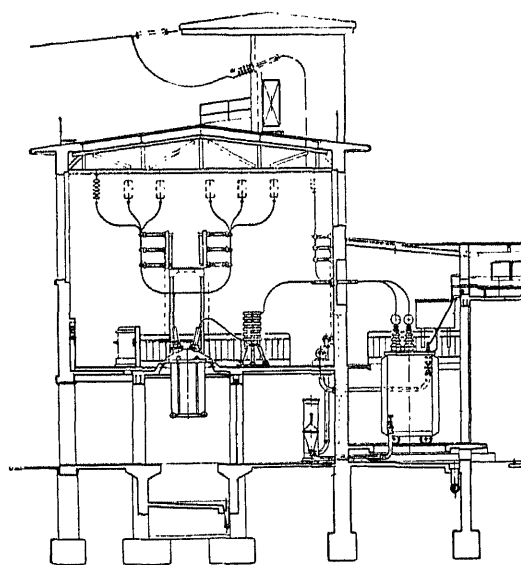


Abb. 43. Deckeinbau in Fußboden des Sammelbahnenraumes.

Der Aufbau der Innenanlagen für die Überlandnetze, bei denen höhere Übertragungsspannungen in Frage kommen als in den Städten, erfolgt in der nachstehenden Weise:

Die Abb. 41 gibt eine Anordnung wieder, bei welcher der in einer Kammer frei stehende Ölschalter ähnlich wie in Abb. 37 noch mittels besonderer Durchführungsisolatoren vom Bedienungs- und Sammelschienenraum getrennt wird. Bei dem in Abb. 42 gezeigten Aufbau hängen die Ölschalter im Fußboden des Erdgeschosses, dagegen werden bei der Anordnung nach Abb. 43 die Ölschalterdeckel im Fußboden des Sammelschienenraumes montiert.

Bei den beiden letztgenannten Anordnungen, die man als sog. Hallenbauten bezeichnet, werden die Durchführungsisolatoren zwischen dem Ölschalter und dem Trennschalter vermieden. Die Freileitungen werden aus dem Gebäude mittels Durchführungsisolatoren entweder seitlich oder aus dem Dach herausgeführt. Wenn die Leitungen die Längsseite des Gebäudes verlassen müssen, so wird oft mit Rücksicht auf eine bessere Zugänglichkeit zu den Durchführungsisolatoren ein Laufgang am Gebäude angebracht.

Freiluftanlagen

Die Freiluftanlagen kamen in Deutschland wesentlich später zur Anwendung als in Amerika, weil die Kosten des baulichen Teiles bei den gemauerten Schalthäusern seinerzeit nie die Höhe erreichten wie in den anderen Ländern. Auch die in Deutschland vielfach angewendeten Hartpapierisolatoren, die sich namentlich gegenüber mechanischen Beanspruchungen besser verhielten als Porzellanisolatoren erschwerten die Anwendung der Freiluftanlage, weil die Hartpapierisolatoren nur in Innenstationen Verwendung finden konnten. Teilweise war auch die Ansicht verbreitet, daß eine Freiluftstation mit Rücksicht auf ihre architektonische Wirkung nicht in das Landschaftsbild hineinpasste und vor allen Dingen nicht in der Nähe einer Stadt errichtet werden könne. Diese Bedenken wurden jedoch allmählich fallen gelassen, und man hat inzwischen die Freiluftanlagen trotz der Rußgefahr nicht nur neben den Dampfkraftwerken, sondern auch mitten in der Stadt, z. B. in Berlin, errichtet. Es erübrigt sich daher, an dieser Stelle noch über die Vor- und Nachteile der Freiluftstationen gegenüber den Innenstationen zu sprechen. Ausgeführt wurden in Deutschland die Freiluftanlagen von 10 kV bis zu 22/380 kV aufwärts. Dabei läßt sich allgemein sagen, daß bei den Spannungen bis 30 kV keine nennenswerten Ersparnisse in den Anschaffungskosten gegenüber den Innenstationen erzielt wurden. Wenn dennoch für die niedrigen Spannungen Freiluftanlagen verwendet wurden, so geschah dies mit Rücksicht auf die kürzere Bauzeit und die Möglichkeit einer späteren Verlegung der Schaltstationen an eine andere Stelle.

Die Hauptunterschiede, die im Aufbau der Freiluftanlagen bestehen, beziehen sich, genau betrachtet, nur auf die verschiedene Art der Montage der Trennschalter, d. h. einige Elektrizitätswerke lassen die Trennschalter in einer Höhe von 6 m vom Erdboden montieren, während an-

dere eine Höhe von 2 m bzw. $\frac{1}{2}$ m bevorzugen. Entsprechend der Lage der Trennschalter haben sich demnach verschiedene Ausführungsarten entwickelt, die nachstehend erwähnt werden sollen.

Ist die Grundfläche, auf der die Freiluftanlage errichtet werden muß, klein, dann ist man gezwungen, eine zweistöckige Anordnung anzuwenden. Ein solcher Aufbau, wie ihn Abb. 44 zeigt, ist in der Haupt-

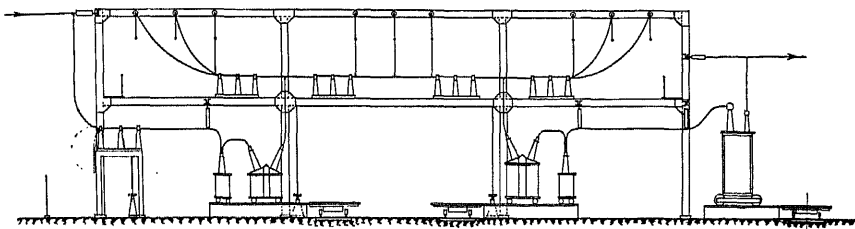


Abb. 44. Freiluftanlage, zweistöckig, Montagehöhe der Trennschalter ca. 6 m über Fußboden.

sache nichts anderes als eine Innenstation, bei der die Wände und das Dach entfernt wurden und die Trennschalter nicht in der üblichen vertikalen, sondern in einer horizontalen Lage montiert sind.

Diese Ausführungsart der Freiluftstationen mit hoch liegenden Trennschaltern ist bisher verhältnismäßig wenig zur Anwendung gelangt. Die am häufigsten in Deutschland verwendeten drei typischen Ausführungsarten von Freiluftanlagen sind aus den Abb. 45 bis 47 ersichtlich.

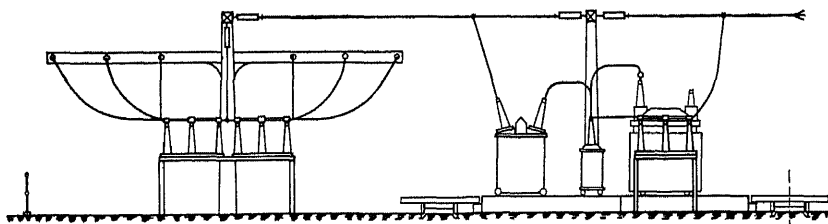


Abb. 45. Freiluftanlage, Montagehöhe der Trennschalter 2,5 m über Fußboden.

Zu der ersten Ausführungsart (Abb. 45) gehören die Freiluftanlagen, bei denen die Trennschalter in einer Höhe von ca. 2,5 m vom Erdboden montiert werden und deshalb für Kontrollzwecke noch bequem genug zu erreichen sind. Trotz dieser tiefen Lage der Trennschalter kann man sich auf dem Grundstück frei bewegen, ohne Gefahr zu laufen, mit einer Hochspannungsleitung in Berührung zu kommen.

Eine zweite Ausführungsart zeigt Abb. 46. Hier sind die Trennschalter der verschiedenen Phasen nicht wie bei den bisher geschilderten Anordnungen neben-, sondern hintereinander aufgestellt. Durch diese Gruppierung ist es möglich, die Sammelschienen an dem einen Außenende der Trennschalter anzuschließen, so daß diese Anordnung

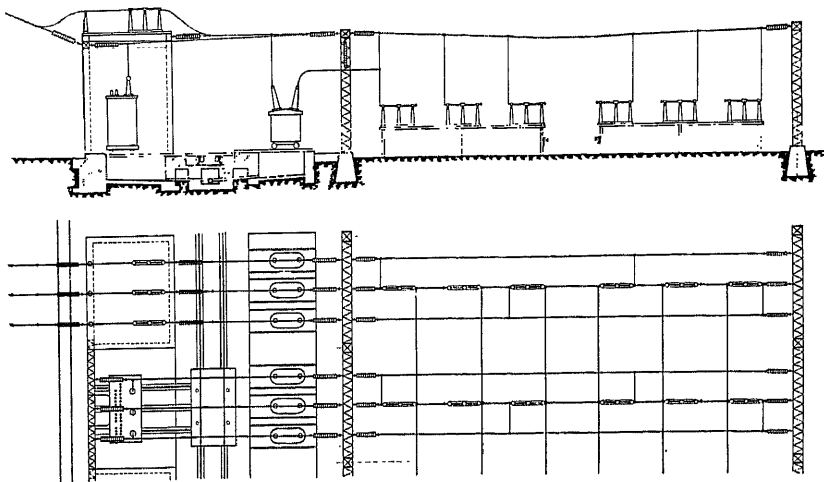


Abb. 46. Freiluftanlage. Montage der Trennschalter eines Abzweigs in einer Ebene hintereinander. Sammelschienen an den Außenenden der Trennschalter angeschlossen.

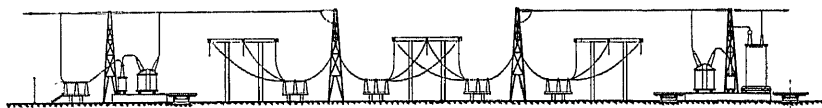


Abb. 47. Freiluftanlage. Flachbauweise. Montagehöhe der Trennschalter $\frac{1}{2}$ m über Fußboden.

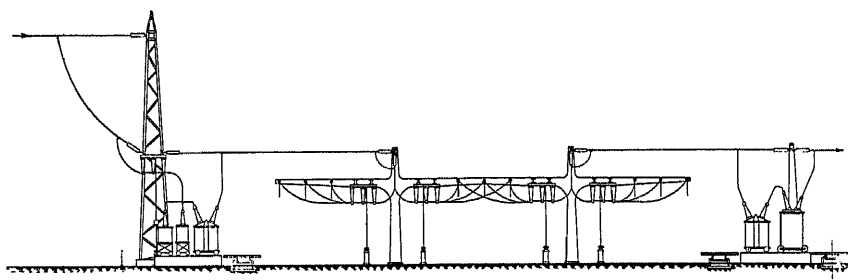


Abb. 48. Freiluftanlage. Trennschalter hängend angeordnet.

einen sehr ruhigen Eindruck auch hinsichtlich der Eisenkonstruktion hinterläßt.

Als dritte typische Ausführungsart ist die Anordnung zu betrachten, bei der die Trennschalter auf einem niedrigen Sockel von ungefähr $\frac{1}{2}$ m Höhe sitzen und die Zugänglichkeit zu den Apparaten durch Längs- und Quergänge erreicht wird. In der Grundfläche braucht deshalb die Flachbauweise, die in Abb. 47 dargestellt ist, den meisten

Platz. Eine freie Bewegung auf dem Grundstück, und zwar unterhalb der Trennschalter ist wie bei den oben erwähnten Ausführungsarten (Abb. 44 bis 46) nicht möglich. Dagegen ist bei der Flachbauweise die geschlossene Eisenkonstruktion durch Tragmaste ersetzt, die in der Disposition eine größere Bewegungsfreiheit gestatten.

Die in Abb. 48 dargestellte Anordnung mit hängenden Trennschaltern wird in Deutschland verhältnismäßig wenig benutzt.

Als Tragkonstruktionen wurden bei dem Aufbau der ersten Freiluftanlagen die bekannten Gittermaste verwendet. Dagegen sind in den

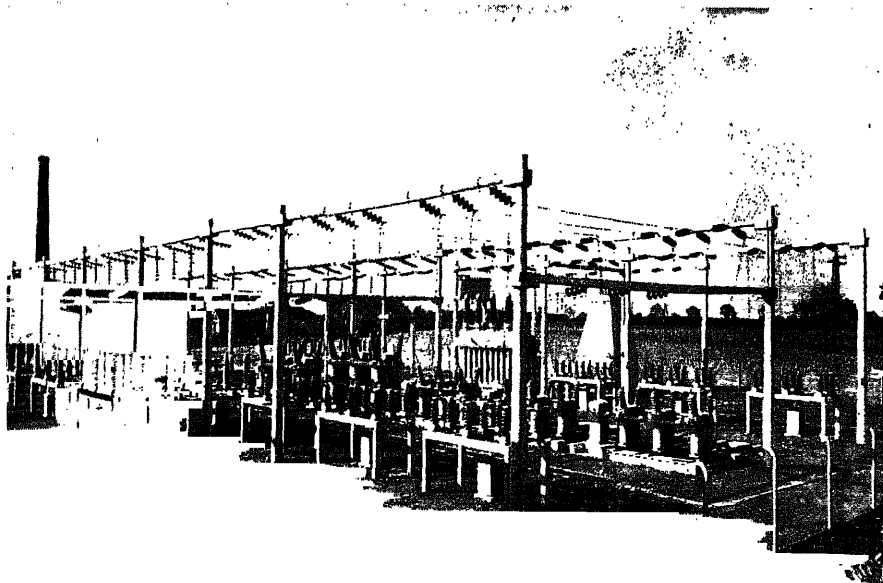


Abb. 49. Freiluftanlage. Tragkonstruktion aus Betonträgern bestehend.

letzten Jahren statt Gitterträgern häufig Vollblechträger oder T-Träger benutzt worden, weil diese, obwohl etwas teurer, der Gesamtanlage ein wesentlich ruhigeres Aussehen geben, wie aus Abb. 45 ersichtlich. Freiluftanlagen mit Betonträgern — Abb. 49 — wurden in Deutschland bis jetzt wenig verwendet, und es liegen auch längere praktische Betriebserfahrungen nicht vor.

Die Breitenmaße der einzelnen Felder bei den bisher ausgeführten Freiluftanlagen und bei Spannungen von 100 kV schwanken zwischen 7,5 und 10 m und die Leitungsabstände zwischen 1750 und 3000 mm. Irgendwelche Schwierigkeiten im Betrieb haben sich auch bei den geringen Leitungsabständen nicht ergeben. Nicht einheitlich ist die Ansicht in Deutschland darüber, ob, wie bei den Innenstationen, auch bei den Freiluftstationen für die Ölschalter und Transformatoren Ölgruben verwendet werden müssen oder ob man davon Abstand nehmen kann.

Bei den in Deutschland errichteten 220/380 kV-Freiluftanlagen ist die Konstruktion der Trennschalter bemerkenswert, weil diese nur je aus zwei Isolatoren bestehen, von denen der eine mit dem daran befestigten Anschlußseil beweglich ist.

Ausgestaltung der Warte (Kommandoraum)

Die Bedeutung der Warte wächst mit der Ausdehnung und der Betriebswichtigkeit der von dieser Stelle aus überwachten und bedienten Maschinen- und Schaltanlage. Die Einführung der Fernantriebe für fast alle Schaltapparate der Anlage hat zur Folge, daß in der Warte eine große Anzahl von Betätigungsapparaten und Meßinstrumenten vereinigt sind. Die Aufgabe des Konstrukteurs einer Warte besteht daher

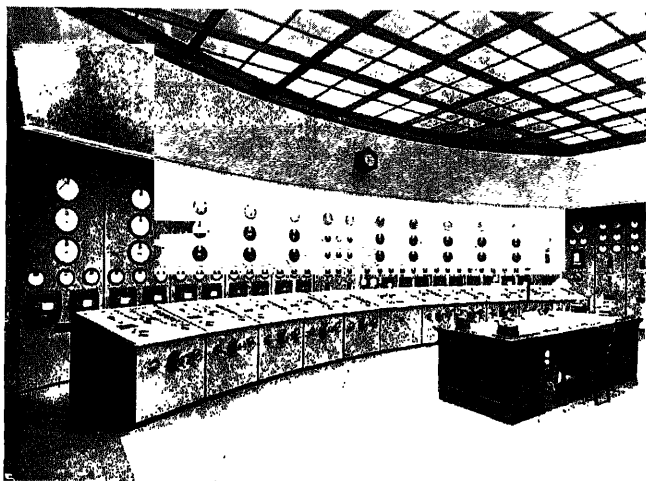


Abb. 50. Betätigungsraum eines Kraftwerkes. Generatorenfelder.

darin, diese Apparate übersichtlich, leicht zugänglich und, mit Rücksicht auf die Verlegung der Betätigungs- und Meßleitungen, zweckmäßig anzuordnen.

Eine Warte in ihrer heutigen Form kann in folgende drei Hauptteile zerlegt werden:

1. Meß- und Betätigungsanlage für die Hauptmaschinen-, Haupttransformatoren- und Verteilungsanlage.
2. Meß- und Betätigungsanlage für die Nebenbetriebsanlage.
3. Zähler- und Relais tafeln.

Den Platzverhältnissen entsprechend werden diese drei zu einer Warte erforderlichen Teile entweder räumlich voneinander getrennt aufgestellt oder in einem Raum vereinigt. Ist die Grundfläche, die für die Warte zur Verfügung steht, klein, so empfiehlt sich die Aufstellung der Relais tafeln in einem Raum, der unmittelbar unter der Hauptbetätigungsanlage liegt. Die Felder der Relais tafeln werden dann so aufgestellt, daß sie

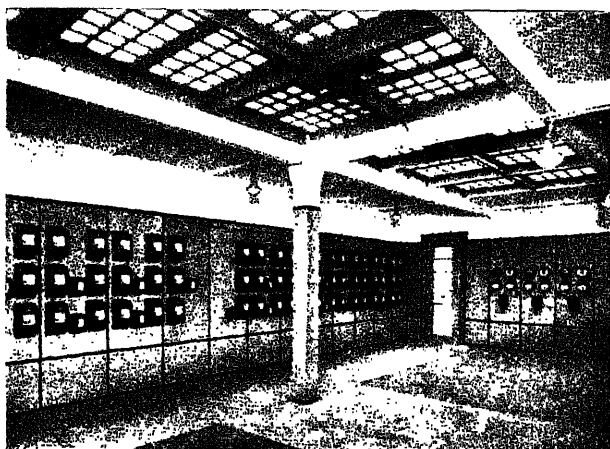


Abb. 51. Relaisraum zu dem Betätigungsraum Abb. 50 gehörig.

direkt unter dem zugehörigen Feld der Hauptschalttafel liegen. Die Auslöse-, Signal-, Strom- und Spannungswandler-Stromkreise der Relais-tafel können mit den entsprechenden Betätigungsstromkreisen der Haupttafel dann direkt, d. h. ohne Zwischenschaltung von Kabeln

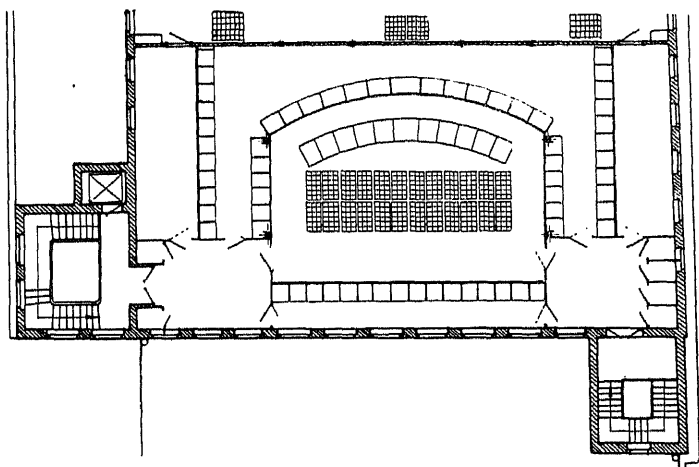


Abb. 52. Grundriß des Betätigungsraumes (zu Abb. 50 gehörig).

verbunden werden. Ein Beispiel dieser Anordnung geht aus Abb. 50 und 51 und den dazugehörigen Grundrißzeichnungen 52 und 53 hervor.

Spielt die Platzfrage keine so ausschlaggebende Rolle, dann erzielt man durch die Vereinigung der mit 1 bis 3 benannten und zu einer Warte gehörenden Teile in einem gemeinsamen Raum den Vorteil, daß durch den Fortfall der Treppen ein kürzerer Bedienungsweg entsteht.

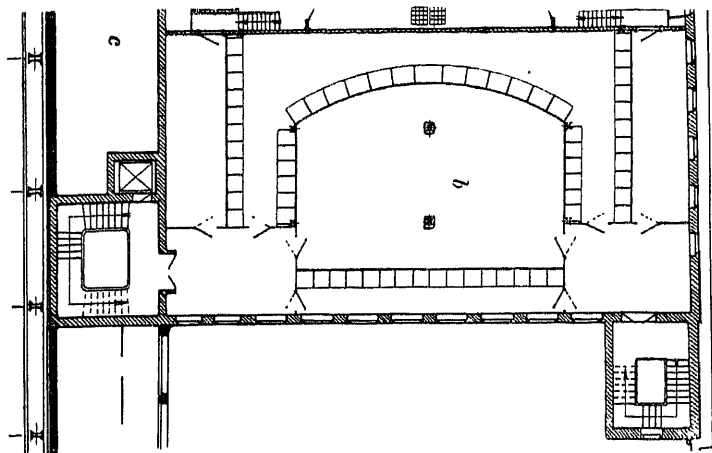


Abb. 53. Grundriß des Relaisraumes (zu Abb. 51 gehörig).

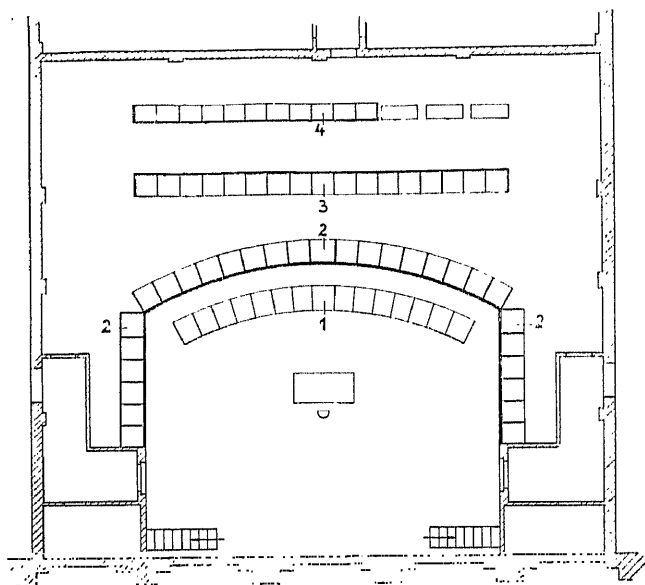


Abb. 54. Betätigungsraum eines Kraftwerkes, räumlich vereinigt mit dem Relais- und Zählerraum.

Die Raumaufteilung erfolgt in diesem Falle beispielsweise nach Abb. 54. Wie aus diesem Bilde hervorgeht, sind zwar die Relais- und Zählertafeln in demselben Raum montiert wie die Hauptbedienungs- und Zählertafeln, nur ist es nicht möglich, vom eigentlichen Bedienungsplatz der Warte aus sämtliche Schalttafeln, d. h. auch Relais- und Zählertafeln zu übersehen. Umgekehrt ist es dem Bedienenden nicht möglich, falls er sich nur vor-

übergehend zur Revision eines Relais von seinem eigentlichen Bedienungsplatz entfernt und zu den Relais tafeln begibt, die Betriebsvorgänge auf seiner Hauptbedienungstafel zu beobachten. In dieser Richtung stellt die aus Abb. 55 hervorgehende Anordnung einen weiteren Schritt dar, der allerdings eine wesentliche Vergrößerung des Kommandoraumes zur Folge hat. Der Bedienende kann dafür sämtliche unter 1 bis 3 bezeichneten Tafeln übersehen.

Um die große Anzahl von Betätigungs- und Meßleitungen übersichtlich und gut zugänglich aus der Warte herausführen und in die nach den



Abb. 55. Betätigungsraum eines Kraftwerkes. Sämtliche Schalttafeln gleichzeitig von einer Stelle aus übersehbar.

verschiedenen Schaltanlage teilen führenden Kanäle verteilen zu können, ist es zweckmäßig, den gesamten unter der Warte bzw. unter der Relais-tafel gelegenen Raum als Kabelverteilungsraum zu benutzen.

Für die Anordnung der gesamten Bedienungstafel haben sich Grund- risse, wie sie aus Abb. 52 bis 55 hervorgehen, bewährt.

Wenn es sich um Schalttafeln zur Steuerung von Maschinen handelt, so ist es zweckmäßig und wegen der großen Zahl der unterzubringenden Apparate und Instrumente notwendig, dieselben auf ein Schaltpult und eine dahinter stehende Schalttafel zu verteilen. Die Betätigungs- apparate befinden sich, bequem greifbar, auf dem Schaltpult, die Meß- instrumente auf der Schalttafel (Abb. 56). Diese Anordnung hat den Vorzug, daß durch die Trennung der Betätigungsapparate und der Meßinstrumente das Gesichtsfeld des die Betätigungsapparate bedienen-

den Schaltwärters so vergrößert ist, daß er gleichzeitig nicht nur die Instrumente derjenigen Maschine, welche er im Augenblick bedient, sondern auch die Meßinstrumente der benachbarten Felder zu übersehen imstande ist.

Handelt es sich um die Steuerung von einfachen Anlageteilen, beispielsweise den 30 kV Abzweigen eines Umspannwerkes, dann reicht zur Unterbringung der Apparate und der Meßinstrumente die Schalttafelfläche aus, und besondere Schaltpulte sind nicht nötig (Abb. 57).

Die Abmessungen der Schalttafeln und Schaltpulte richten sich in

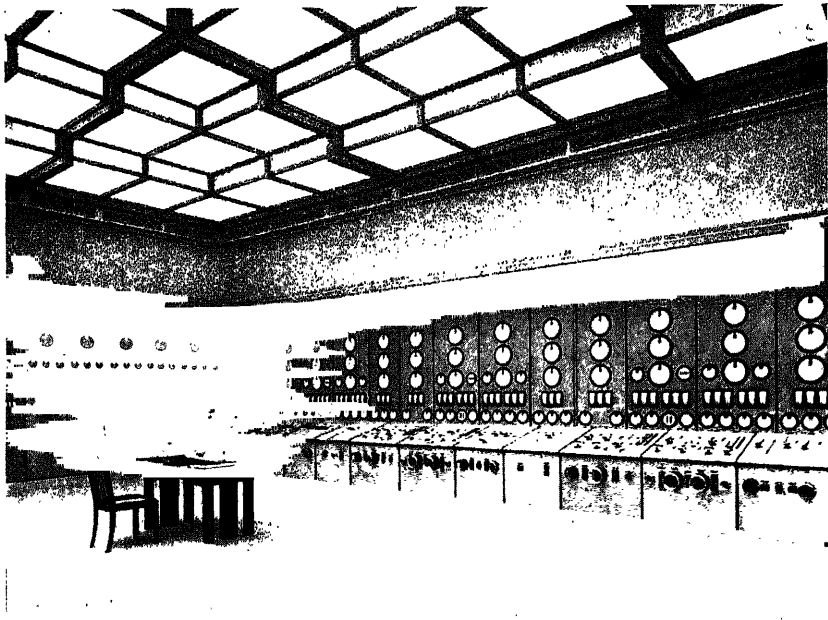


Abb. 56. Anordnung von Schaltpult und Schalttafel im Betätigungsraum eines Kraftwerkes.

erster Linie nach dem Platzbedarf der Meßinstrumente sowie Steuerapparate, welche für eine sichere Überwachung eines Stromkreises erforderlich werden. Dabei ist auch zu beobachten, daß eine gute Zugänglichkeit zu den einzelnen Apparaten und Leitungsanschlüssen von der Rückseite der Schalttafel aus für die Betriebssicherheit der Anlage eine außerordentlich wichtige Rolle spielt (Abb. 58 und 59).

Aber diese durch die Abmessungen der Apparate und Instrumente vorgeschriebenen Abmessungen sind nicht der einzige Gesichtspunkt für die Festlegung der Größe und für die Ausgestaltung der Schalttafeln. Vielmehr kommt die Aufgabe hinzu, welche vom Standpunkt des Betriebes gestellt wird, die Schalttafeln und die Schaltpulte klar übersichtlich, gut bedienbar und auf den Bedienenden ruhig wirkend anzuordnen.

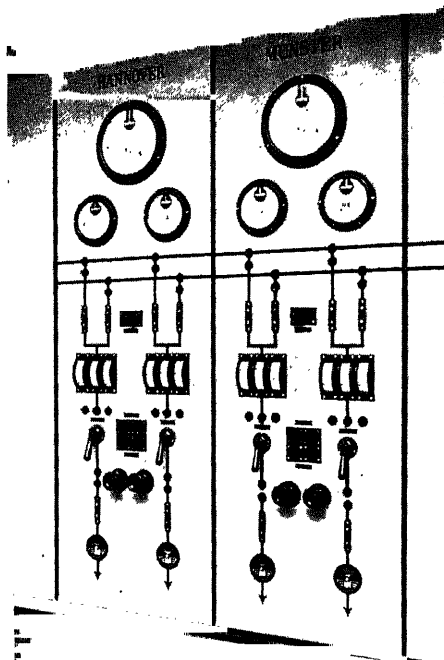


Abb. 57. Bedienungsschalttafel ohne Schaltpult.

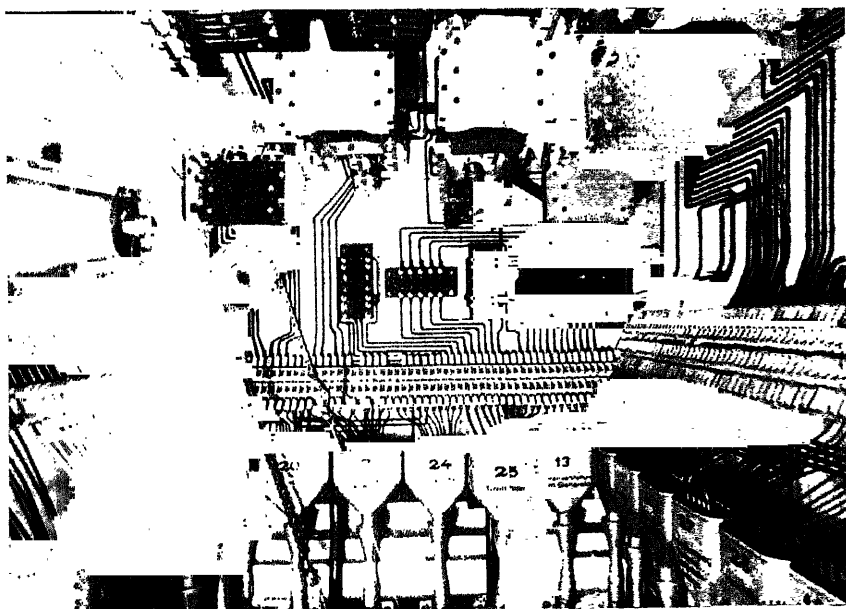


Abb. 58. Leitungsverlegung auf der Rückseite eines Schaltpultes.

Ist diese letztgenannte Aufgabe erfüllt, dann lohnt es sich, für die ganze Warte einige Meter mehr an Grundfläche zu opfern als mit Rücksicht auf den rein mechanisch durch Aneinanderreihung der Apparate und Instrumente vorgeschriebenen Raum unumgänglich notwendig ist. Hierher gehört auch die Frage der Auswahl der Instrumentengröße, für welche die klare übersichtliche Wirkung der Gesamtschalttafel eine

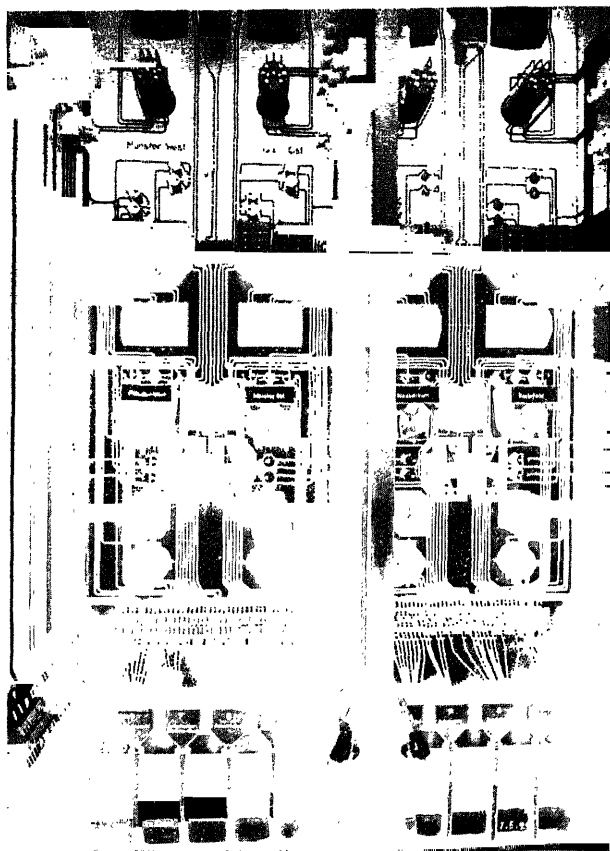


Abb. 59. Leitungsverlegung auf der Rückseite einer Schalttafel.

wichtigere Rolle spielt als die Ersparnis an wenigen Metern im Gesamtgrundriß der Warte. Ein Beispiel hierfür zeigt Abb. 56. Auf einem dieser Schalttafeldfelder, für ein Turboaggregat mit 2 Generatoren bestimmt, mußten 15 Instrumente untergebracht werden und auf dem dazugehörigen Schaltpult sind 20 Schalt- und Signalapparate montiert. Die trotzdem erzielte ruhige Wirkung ist eine Folge der gewählten Anordnung der Instrumente und Apparate. Auch ist aus dieser Abbildung besonders deutlich zu erkennen, welche Bedeutung die Auswahl verschie-

den großer Meßinstrumente, je nach ihrer Wichtigkeit, hat. Die in einer Reihe angeordneten 6 Profilinstrumente zeigen z. B. den in jeder Phase des Generators fließenden Strom an. Es sind zu diesem Zweck Profilinstrumente gewählt, weil bei der vorgeschriebenen symmetrischen Belastung des Generators die Zeiger dieser Instrumente in einer waagerechten Linie stehen müssen. Abweichungen der Belastung einer Phase gegenüber derjenigen der anderen Phasen sind demnach leicht zu erkennen. Drehbare Arme, die auf den Tafeln befestigt werden, stören die ruhige Wirkung und sollten möglichst vermieden werden.

Für die Gesamtwirkung der Warte ist ferner die günstige Lösung der Beleuchtungsfrage von Wichtigkeit. Eine häufig angewendete Form

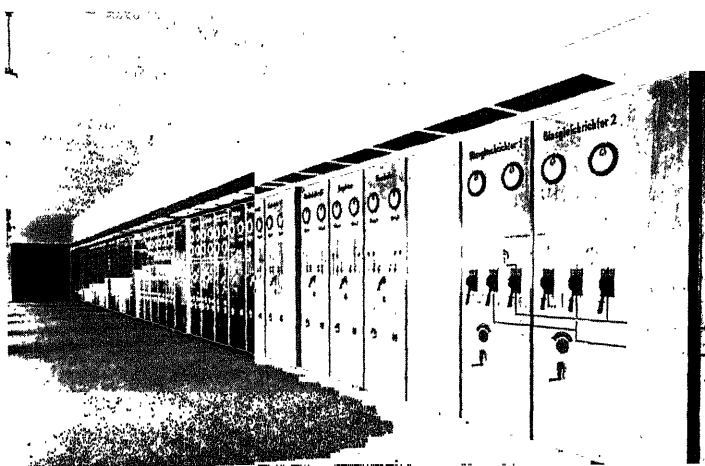


Abb. 60. Indirekte Beleuchtung einer Schalttafel.

geht aus Abb. 60 hervor. Diese indirekte Beleuchtungsmethode verdient vor allen Beleuchtungsarten den Vorzug, weil hierbei die Augen des Bedienungspersonals am meisten geschont werden.

Ausnahmen, in welchen für eine Warte nur eine sehr kleine Grundfläche zur Verfügung steht, müssen nach besonderen Gesichtspunkten und mit besonderer Sorgfalt behandelt werden, damit die schon angegebenen allgemeinen Forderungen, welche an eine moderne Warte zu stellen sind, in möglichst weitgehendem Maße erfüllt werden.

Wie aus den Abb. 58 und 59 hervorgeht, können, sofern starkstrommäßige Apparate verwendet und die für die Montage derselben vorgeschriebenen Kriechwege und Abstände eingehalten werden sollen, beträchtliche Verminderungen der Schalttafelabmessungen auch dann nicht erzielt werden, wenn die Meßinstrumente und Apparate sehr dicht nebeneinander montiert werden. Außerdem hat sich ergeben, daß das Bedienungspersonal weniger unter Ermüdungen der Augen zu leiden hat, wenn leere Flächen zwischen den Meßinstrumenten benachbarter Felder bestehen bleiben. Vor allem ist zu beachten, daß die Unter-

bringung der Anschlußklemmen, welche die Verbindung zwischen den auf der Schalttafel verlegten Meß- und Betätigungsleitungen und den Betätigungskabeln herstellen, Abmessungen der Schalttafeln verlangen, welche nicht um einen beträchtlichen Wert gegenüber den aus den Bildern hervorgehenden vermindert werden können. Sollen die Dimensionen einer Warte in starkem Maße verkleinert werden, so daß beispielsweise an Stelle eines Kommandoraumes von 10 m Länge ein Kommando-

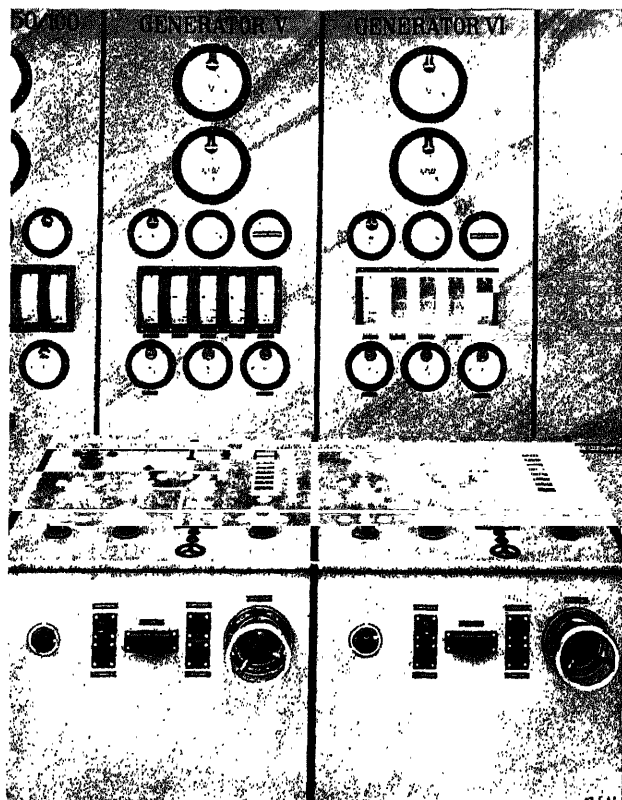


Abb. 61. Anordnung der Betätigungsapparate und Signallampen auf einem Schaltpult.

schrank von 2 m Länge tritt, wie dies hin und wieder als zweckmäßig erachtet wird, dann ist der Übergang von der Starkstromtechnik in die Schwachstromtechnik für die gesamte Anordnung unumgänglich nötig. Hierdurch wird die Ausgestaltung einer Warte vollkommen verändert. Derartig schwachstromartig ausgeführte Kommandoanlagen sind, wenigstens was Schalanlagen für große Kraftwerke anbetrifft, bisher verhältnismäßig selten ausgeführt und infolgedessen liegen ausschlaggebende Erfahrungen nicht vor.

Bezüglich der Anordnung der Apparate auf den Schalttafeln und Schaltpulten hat es sich seit vielen Jahren eingebürgert, diese Teile in ein Blindschaltbild einzufügen. Es ist dafür der Ausdruck entstanden, die Schaltung, Rückmeldung und Messung erfolgt „im Schaltbild“. Beispiele für die Anordnung von Betätigungsapparaten auf Schaltpulten in der geschilderten Weise zeigen die Abb. 61 und 62. In diesem Falle besteht das auf dem Schaltbild angedeutete Schaltbild aus Eisenleisten, welche auf der Marmorplatte befestigt und nachträglich farbig angelegt sind.

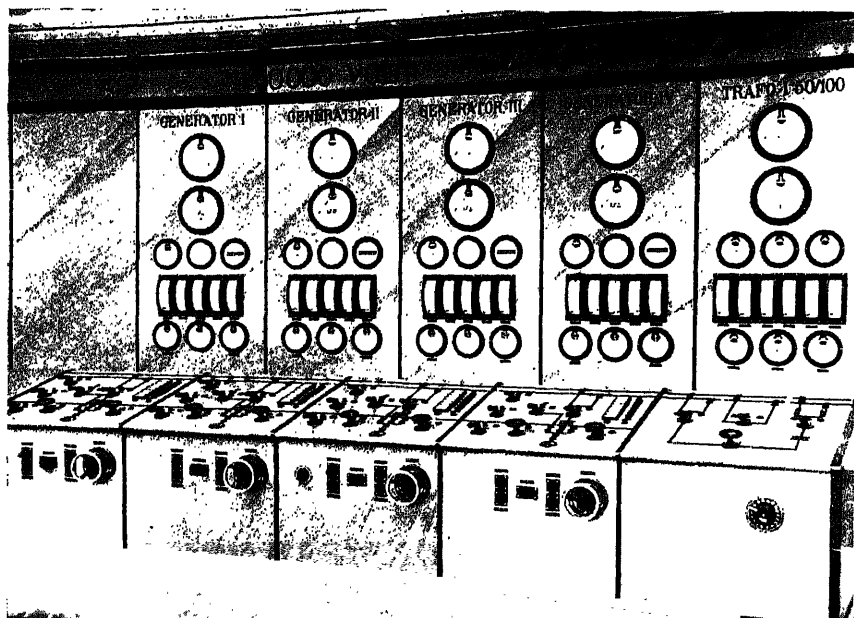


Abb. 62. Anordnung der Apparate auf Schaltpulten. Überblick über benachbarte Schaltpulte.

Eine Ergänzung der aus den gezeigten Abbildungen hervorgehenden Kommandoräume besteht darin, daß auf einem möglichst zentral innerhalb der Warte gelegenen Schaltfeld ein Blindschaltbild mit Signallampen zur Schalterdarstellung oder ein Leuchtschaltbild aufgestellt wird, aus welchem in jedem Augenblick die Gesamtsituation der Schaltanlage zu erkennen ist. (Abb. 63.)

Eine Abweichung von diesen üblichen Darstellungen der Blindschaltbilder auf Schalttafeln besteht darin, daß das gesamte Schaltbild in zusammenhängend leuchtenden Linienzügen dargestellt wird und zwar meist in einer spannungsabhängigen Schaltung, die dafür sorgt, daß die Teile entsprechend der Wirklichkeit leuchten oder dunkel werden oder eine andere Farbe annehmen, je nachdem die von ihnen dargestellten Teile der Hochspannungsschaltanlage unter Spannung stehen oder nicht. Diese werden im wesentlichen in zwei Formen ausgeführt:

Bei der einen Form besteht das ganze Bild aus Glas und zeigt außer den Leuchtlinien nur die Instrumente und Symbole der Anlage, wogegen die Betätigungsgriffe sich auf einem besonderen Pult vor diesem Bild befinden.

Bei der anderen Form besteht das Bild aus Blech. Die Leuchtlinien sind ausgespart und in verschiedener Weise hinterlegt. Es trägt ebenfalls die Instrumente und Symbole. Dagegen sind die Betätigungsgriffe direkt in das Bild eingebaut.

In allen diesen Fällen, beispielsweise auch für Netzschaltbilder von

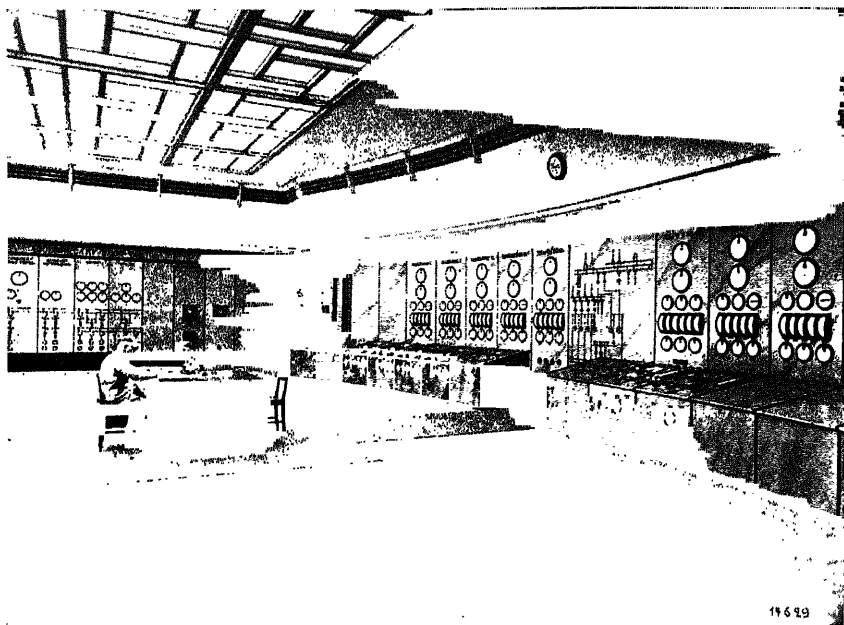


Abb. 63. Zentral innerhalb der Warte gelegenes Blindschaltbild zur Orientierung über die Gesamtsituation der Schaltanlage des Kraftwerkes.

Fernsteuerungsanlagen und Lastverteilerstellen leistet das Leuchtschaltbild außerordentlich gute Dienste.

Der Zusammenschluß verschiedener Kraftwerke und Netze hat weiter im Gefolge, daß eine besondere Gruppe von Kommandoräumen, sogenannte *Lastverteileranlagen*, geschaffen werden müssen. Während der Verantwortungsbereich der Warte eines Kraftwerkes oder Umspannwerkes in der Hauptsache auf das Werk selbst beschränkt ist, ist es die Aufgabe der Lastverteilerstelle, das Zusammenarbeiten der Kraftwerke und Netze zu regeln. Ist eine derartige Lastverteilerstelle räumlich und organisatorisch an die Warte eines Kraftwerkes angeschlossen, so spielt die Warte eines Kraftwerkes für die Lastverteilerstelle eine ähnliche Rolle, wie sie eine große Maschineneinheit des Kraftwerkes für die Warte

spielt. Unterschiede bestehen nur in bezug auf Ausführungseinzelheiten. Eine Angliederung der Lastverteilerstelle an eine Kraftwerkswarte kommt nur dann in Frage, wenn das Kraftwerk innerhalb des durch die Lastverteilerstelle zu überwachenden Netzes geographisch so gelegen ist, daß es als Kommandoanlage für das ganze Netz geeignet ist. Ist dies der Fall, dann ist bei der Ausgestaltung der Warte die Angliederung der Lastverteilerstelle in weitem Maße zu beachten. In manchen Fällen wählt man als Aufstellungsort für die Lastverteilerstelle das Verwaltungsgebäude der Gesellschaft, welcher das Netz gehört. Auch in diesem Falle werden die Warten in Ergänzung ihrer heutigen Ausgestaltung in Zukunft Einrichtungen aufweisen, welche dem *Zusammenarbeiten der Kraftwerkswarte mit der Netzwarde*, d. h. der Lastverteilerstelle, dienen.

III. Vergleich mit der Praxis des Auslandes

Prof. Dr.-Ing. W. Petersen

Vergleicht man die deutsche Praxis mit der in den anderen Ländern, so findet man zunächst, daß die Hochspannungsschaltanlagen, welche nach dem Prinzip der Phasentrennung ausgeführt werden, in Amerika am meisten Anwendung gefunden haben. Die in Deutschland im Großkraftwerk Klingenberg ausgeführte Phasentrennung braucht etwas mehr Platz als die amerikanische Ausführungsart. Dafür liegen aber hier die zu einem Stromkreis gehörigen drei einpoligen Ölschalter mit ihren Antrieben in einem Stockwerk, während bei der amerikanischen Phasentrennung die Ölschalter mit ihren Antrieben in ganz verschiedenen Räumen montiert werden. Die Sammelschienen in den Schaltanlagen werden in Deutschland durchweg auf Isolatoren blank verlegt, während in Amerika die Sammelschienen in vielen Fällen isoliert sind. Die Betätigungs- und Meßleitungen, welche von den im Schaltheus aufgestellten Apparaten zur Warte führen, werden in Amerika meistens in Stahlpanzerrohren verlegt, die im Fußboden eingebettet liegen. In Deutschland dagegen werden die Meßleitungen zu mehradrigen Kabeln vereinigt und in besonderen Kabelkanälen verlegt. Die Verbindung der im Maschinenhaus stehenden Generatoren mit den im Schaltheus aufgestellten Ölschaltern geschieht in Deutschland, falls eine blanke Verbindung nicht möglich ist, fast ausschließlich durch armierte Drehstromkabeln und selten durch Einleiterbleikabeln, die dagegen in Amerika fast ausnahmslos verwendet werden. Die Schaltung der Hochspannungsanlagen ist in Amerika viel weniger einheitlich als in Deutschland, denn hier werden mit wenigen Ausnahmen nur Doppelsammelschienen verwendet, und jeder von den Sammelschienen abzweigende Stromkreis erhält nur einen Ölschalter, der mittels der beiden unterhalb der Sammelschienen sitzenden Trennschalter auf das eine oder andere Sammelschienensystem geschaltet werden kann. In Frankreich und Amerika hat man außerdem in vielen Fällen für jeden Stromkreis zwei Ölschalter verwendet, so daß die Umschaltung auf das eine oder andere Sammelschienensystem nicht mittels Trennschalter, sondern durch Ölschalter von der Betätigungstafel aus erfolgt.

In den meisten Ländern werden die größeren Schaltanlagen nach dem Zellensystem ausgeführt. England macht insofern eine Ausnahme, als dort auch bei großen Anlagen vielfach gußeisernes und gekapseltes Material verwendet wird. In den letzten Jahren hat allerdings auch Amerika, wenn auch in anderer Form, gekapseltes Schaltmaterial für große Schaltanlagen entwickelt. Der Vorteil des gekapselten Materials besteht zunächst darin, daß jegliche blanken Teile verschwinden und somit die Verqualmungsgefahr bei der Zerstörung eines Apparates verringert wird. Außerdem lassen sich bei dem gedruckten Aufbau des gußeisernen Materials leichter Verriegelungsvorrichtungen zwischen Ölschaltern und Trennschaltern anbringen. Aus demselben Grunde werden die Gebäudekosten bei dem gekapselten Material geringer. Da die komplette Schaltanlage in der Fabrik zusammengebaut wird, kann auch die Montagezeit an Ort und Stelle entsprechend verkürzt werden. Obgleich man in Deutschland, ebenso wie im Ausland, mit den Ölschaltern hinsichtlich der Abschaltleistung gute Erfahrungen gemacht hat, lassen sich doch Brände in den Schaltanlagen nie ganz vermeiden, solange ölenhaltende Apparate verwendet werden. Aus diesem Grunde hat man in neuerer Zeit Schalter ohne Öl entwickelt, die in einigen Anlagen zunächst bei Spannungen von 20 bis 30 kV eingebaut werden. Versuche, solche Schalter auch bei höheren Spannungen zu verwenden, sind durchaus günstig verlaufen.

Wenn man die Gebäudekosten mit in den Preis der Schaltanlagen einbezieht, dann ergeben sich hinsichtlich der Kostenfrage bei den eben geschilderten Ausführungsarten kaum in die Augen fallende Vorteile, gleichgültig ob eine Schaltanlage mit gekapseltem Material oder nach dem Zellensystem ausgeführt wird. Etwas anders liegen die Verhältnisse jedoch, wenn das gekapselte Material nach dem amerikanischen System im Freien aufgestellt wird. Bei dieser Ausführung vermeidet man nicht allein die Verqualmungsgefahr, die bei den Innenstationen befürchtet wird, sondern auch die Gebäudekosten.

Vergleicht man die in Deutschland errichteten Freiluftanlagen mit denen des Auslandes, so fällt zunächst die ruhige Wirkung der deutschen Eisenkonstruktionen auf. Das gleiche gilt für die 220 kV Freiluftanlagen, die in Kalifornien zur Ausführung gelangten. Wenn die lokalen Verhältnisse dies gestatten, werden in Deutschland diejenigen Anordnungen für Freiluftanlagen bevorzugt, bei denen die Trennschalter in niedriger Höhe angebracht werden.

Die Kommandorräume bzw. Warten, welche in Deutschland benutzt werden, machen einen ruhigeren und übersichtlicheren Eindruck als in allen anderen Ländern. Diese bessere Wirkung ist darauf zurückzuführen, daß die Instrumente versenkt in die Marmor-, Schiefer- oder Blechtafeln eingebaut werden, und man außerdem in Deutschland, je nach der Wichtigkeit für den Betrieb, Instrumente verschiedener Größe verwendet. Auch durch die Montage der gleichartigen Instrumente in einer horizontalen Linie wird die Übersichtlichkeit weiter erhöht.

Résumé

On a fait des progrès dans le domaine des interrupteurs à haute tension, en relation avec la puissance de rupture et la tension de régime. Les problèmes modernes s'occupent activement de remplacer les interrupteurs à huile par des interrupteurs sans huile, et les résultats obtenus avec des interrupteurs à gaz comprimé et des interrupteurs dits à expansion, qui ont déjà été employés pour des tensions allant jusqu'à 100 kV, font espérer qu'ils remplaceront bientôt les interrupteurs à bain d'huile employés jusque maintenant. L'avantage de ces interrupteurs consiste dans le fait qu'ils permettront d'éviter les explosions et les incendies si redoutés avec les interrupteurs à bain d'huile. En ce qui concerne la construction des interrupteurs-disjoncteurs, on emploie de moins en moins le papier dur comme matériel de support, à cause de l'emploi presque général d'installations à ciel ouvert dans les constructions nouvelles à très haute tension. Dans les installations à ciel ouvert, on employa jusqu'à présent principalement des supports en porcelaine. Pour des installations à 220 kV la sillimanite a remplacé la porcelaine. Les interrupteurs distributeurs ont souvent été pourvus de commandes à moteur, dans ces derniers temps, en vue de la commande à distance. On n'a appliqué les commandes à air comprimé qu'à titre d'essai, jusqu'actuellement. En outre des interrupteurs distributeurs tournants, employés jusqu'à présent en plein air, on emploie aussi des interrupteurs coulissants pour les hautes tensions, à cause du moindre encombrement.

Les contacts des interrupteurs pour conduites à l'air libre à haute tension doivent être soigneusement étudiés. Dans des cas particuliers leurs supports sont à étages. Pour les traversées on emploie comme matière le papier dur ou des produits céramiques. Les traversées en papier dur sont généralement exécutées sous forme de traversées à condensateur. On a presque complètement abandonné les traversées en porcelaine à remplissage d'huile ou de matières inertes. Un nouveau type de traversée en porcelaine se compose de plusieurs tubes emboîtés. Pour réduire les puissances de court-circuit, on emploie souvent, en Allemagne, des bobines de self. Ce sont des selfs à diélectrique air, sans noyau métallique, et sans huile, disposées verticalement ou horizontalement. On emploie des transformateurs avec enroulements à boucles, à ouverture transversale, à supports en cascade; l'usage d'une masse isolante tend de plus en plus à disparaître. On préfère en général les transformateurs à huile aux transformateurs à masse isolante. Jusqu'à présent on était toujours tenu par la nécessité d'enfermer les appareils à bain d'huile dans des cabines à l'abri du danger d'incendie. En Allemagne on emploie presque partout le système à tableau distributeur double. Les installations d'appareillage dans lesquelles chaque circuit est pourvu de 2 interrupteurs à huile y font exception. Il n'y a qu'une installation en Allemagne organisée d'après le système de la séparation des phases. On n'y a construit des installations à l'air libre qu'après l'Amérique, mais actuellement elles sont très répandues. D'après la hauteur de montage des interrupteurs séparateurs, on distingue des constructions basses ou hautes, avec interrupteurs disposés sur le sol ou contre la paroi. Les mâts triangulés ont été remplacés par des supports plus également chargés à âme pleine. On accorde une grande importance, en Allemagne, aux postes de manœuvre. Les instruments de mesure sont disposés sous la surface de la paroi, les organes de manœuvre et de commande sont représentés sur un tableau non lumineux. On les exécute comme postes de courant à haute tension. On ne rencontre que peu de postes à faible tension. Dans ces derniers temps on a complété les postes par des dispositifs qui assurent la collaboration avec l'installation distributrice des charges.

Tschechoslowakei

Neuzeitliche große Schaltanlagen in der Tschechoslowakei

Tschechoslowakisches Nationalkomitee

Dr.-Ing. J. Řezníček und Ing. F. Vaněk

Allgemeines

Die alten Schaltanlagen aus früheren Jahren können nicht nur bei uns, sondern in fast allen Ländern dem Techniker als abschreckendes Beispiel für unzuweckmäßiges und unwirtschaftliches Schaffen dienen. Während den elektrischen Stromerzeugern und den Maschinenräumen in den ersten Entwicklungsjahren der Kraftübertragung die größte Aufmerksamkeit gewidmet wurde, mußten sich die Schaltanlagen als unwillkommenes Zubehör elektrischer Maschinen mit den schlechtesten Räumen begnügen, in welchen die für die gegebenen Verhältnisse unzureichende Apparatur zusammengedrängt wurde. Es ist wahr, daß es sich damals um kleine Leistungen, niedrige Spannungen und kurze Leitungen gehandelt hat, und daß die verheerenden Wirkungen der Kurzschluß- bzw. Erdströme und Überspannungen von heutzutage nicht in Erwägung gezogen werden mußten. Dadurch ist es auch erklärlich, daß das Studium der nichtstationären Zustände ziemlich spät in Angriff genommen wurde, nachdem die Gesetze der stationären Zustände schon lange und in jeder Einzelheit theoretisch durchgearbeitet waren. Auf keinen Fall kann man jedoch behaupten, daß den ersten Schaltanlagen die gebührende Aufmerksamkeit gewidmet wurde. Erst durch schwere Betriebsstörungen, deren Zustandekommen unzweideutig in der unzulänglichen Ausstattung der Schaltanlagen festgestellt wurde, gezwungen, hat man den Schaltapparaten und dem Aufbau der ganzen Schaltanlage die gebührende Aufmerksamkeit zugewendet. In den nachfolgenden Jahren, die die zweite Phase der Geschichte des Schaltanlagenbaues darstellen, hat man Hervorragendes in der Theorie und Konstruktion der Schaltapparate geleistet. Man hat auch für die Unterbringung der Apparate den notwendigen Raum zur Verfügung gestellt, hat aber aus Furcht vor den Wirkungen der theoretisch nicht vollkommen geklärten Störungsursachen die Schaltanlagen mit verschiedensten Schutzapparaten und Vorrichtungen überhäuft, die, anstatt den Betrieb vor Störungen zu schützen, selbst zu Störungsursachen wurden. Erst in den letzten Jahren ist die Erkenntnis durchgedrungen, daß die größtmögliche Einfachheit und Übersichtlichkeit, gestützt auf technisch einwandfreie Ausführung der einzelnen Teile

und der ganzen Anlage, die beste Gewähr für die höchstmöglich erreichbare Betriebssicherheit bildet. Die betriebssicherste Schaltanlage ist aber auch die wirtschaftlichste.

Aufbau der Schaltanlagen

Im allgemeinen ist man heute bei neuen Schaltanlagen, solange es sich um Anlagen unter Dach handelt, bestrebt, mit zwei Geschossen



Abb. 1, 23-kV-Schaltanlage der Berg- und Hüttenwerks-Gesellschaft in Mähr.-Ostrau.

auszukommen. Im Erdgeschoß werden die Ölschalter, die Strom- und Spannungswandler mit Zubehör sowie die Kabelendverschlüsse und im oberen Stockwerk die Sammelschienen und alle Trennschalter untergebracht. Hierdurch erzielt man nicht nur Ersparnisse an Einrichtungskosten gegenüber einer weitgehenden Unterteilung in einzelne Stockwerke, sondern gewinnt auch an Übersichtlichkeit. Die Starkstromkabel sowie die Hilfskabel für die Meß- und Steuerleitungen und die Ölabbflußrohre werden oft in ein eigenes Kellergeschoß gelegt.

Mittelspannungsschaltanlagen, die durchweg unter Dach untergebracht sind, werden vielfach so ausgeführt, daß die Sammelschientrennschalter durch Öffnungen in der Decke zwischen Erd- und Obergeschoß vom Ölschalterbedienungs gange aus sichtbar sind. Abb. 1 und 2 zeigen Beispiele für diese Ausführung.



Abb. 2. 23-kV-Schaltanlage des Umspannungswerkes Prag-Süd.

Die einzelnen Apparate größerer Mittelspannungsschaltanlagen werden durchweg in Zellen aus Beton oder Duromaterial untergebracht, welche einerseits die einzelnen Abzweige voneinander und andererseits die Sammelschienen von den Trennschaltern eines Abzweiges und die Trennschalter von dem Ölschalter isolieren sollen. Eine Phasentrennung durch etwaige weitere Zwischenwände wird nicht angewendet, da dies die Anlage nicht nur verteuern, sondern auch, was noch wichtiger ist, unübersichtlicher gestalten würde. Überdies sind die Leistungen der einzelnen Anlagen nicht so hoch, um eine weitgehende Phasentren-

nung zu rechtfertigen. Man ist statt dessen bei wichtigeren Schaltanlagen bestrebt, die Phasenabstände tunlichst über das vorgeschriebene Serienmindestmaß zu vergrößern, soweit dies nicht schon mit Rücksicht auf die dynamische Wirkung der Kurzschlußströme erforderlich ist. Man ist also bestrebt, die Phasenabstände sowohl mit Rücksicht auf die Betriebsspannung als auch mit Rücksicht auf die dynamischen Wirkungen bei Kurzschluß in wirtschaftlichen Grenzen reichlich zu wählen.

Noch vor einigen Jahren wurden die Zellenwände ausschließlich als Stampf- oder Gußbeton in einer Holzverschalung ausgeführt. Dies hatte verhältnismäßig große Ungenauigkeiten in der Einhaltung der vorge-

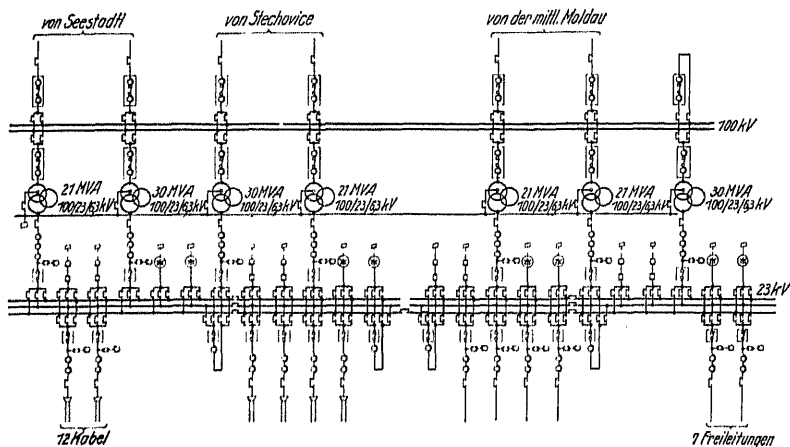


Abb. 3. Schaltbild des Umspannwerkes Prag-Süd.

schriebenen und notwendigen Ausmaße zur Folge, und andererseits war es immer möglich, daß die Armierungsseisen etwaigen nachträglichen Befestigungslöchern im Wege standen. Deswegen werden heute die Zellen nicht nur bei Duro, sondern meist auch bei Beton mit einer Eisenkonstruktion zur Versteifung der Zellenwände und zum Tragen der Apparate ausgeführt. Die Betonplatten der Zellenwände können dann separat hergestellt und nachher in der Versteifungskonstruktion aneinandergereiht und verputzt werden. Die Mehrkosten, verursacht durch die Verwendung von Eisenkonstruktion, werden durch den Entfall jedweder Verschalung beim Betonieren und durch den teilweisen Entfall der Armierung aufgewogen. Hierdurch wird neben einer etwas verkürzten Bauzeit erzielt, daß alle Ausmaße der Zellen genau eingehalten werden können.

Die Ölschalter einer Gruppe werden in Mittelspannungsanlagen gewöhnlich in Zellen gegen einen gemeinsamen Revisionsgang zu offen aufgestellt. Nur vom Bedienungsgang werden sie durch Wände, an denen die Schaltmagnete angebracht sind, getrennt. Es gibt jedoch, besonders in neuerer Zeit, auch Ausführungen, wo die Ölschalter in geschlossenen Zellen völlig abgesondert von den Nachbarölschaltern eingebaut sind.

Diese Zellen haben dann durch eine Jalousietür und ein oberhalb der Tür angeordnetes Fenster unmittelbaren Zusammenhang mit dem Freien. Im Falle einer Ölschalterexplosion können dann die Ölschaltergase leicht ins Freie gelangen. Zweckmäßigerweise werden dann in dieser geschlossenen Ölschalterzelle auch die zum betreffenden Abzweig gehörigen Strom- und Spannungswandler untergebracht. Die Anordnung der Schaltmagnete an der Seite des Bedienungsganges ist auch bei dieser Ausführung beibehalten worden.

Die größeren Schaltanlagen sind durchweg mit Doppelsammelschienen ausgeführt, und zwar in der in Europa üblichen Art mit jeweils einem Ölschalter für jeden Abzweig. Der Kuppelschalter wird vielfach größer, sowohl hinsichtlich der Nennstromstärke sowie auch hinsichtlich der Abschaltleistung, als dies dem größten Abzweig entsprechen würde, bemessen, da er nicht nur zum Umschalten eines Abzweiges von einem Sammelschiensystem auf das andere ohne Stromunterbrechung verwendet wird und als Ersatz für den etwa beschädigten Ölschalter des betreffenden Abzweiges herangezogen werden kann, sondern auch unter Umständen zu einer länger dauernden Kupplung beider Sammelschienen benützt wird.

Die 23-kV-Anlage des Umspannwerkes Prag-Süd (s. Abb. 3 und Abb. 2) ist mit einem Dreifachsammelschiensystem ausgerüstet. Zwei Sammelschiensysteme dienen dem laufenden Betriebe. Das dritte System dient als Reserve zum Prüfen der einzelnen Abzweige vor dem Neuinbetriebsetzen nach Betriebsstörungen und für den außerordentlichen Betrieb, falls eines der beiden ersten Systeme beschädigt sein sollte. Überdies sind die Sammelschienen in zwei voneinander unabhängige Gruppen geteilt, in eine Hälfte für die Freileitungsabzweige und in eine Hälfte für die abgehenden Speisekabel.

Durch diese Lösung ist es ermöglicht, ganz getrennt Freileitungen und Kabelleitungen zu speisen, wobei für beide Gruppen Doppelsammelschienen zur Verfügung stehen. Überdies können eine oder mehrere Abzweigungen vorübergehend von einer Umspannergruppe auf die andere umgeschaltet werden.

Diese Ausführung wurde als zweckmäßiger und billiger gegenüber einer Ausführung mit Isolationsumspanner und Doppelsammelschiengewählt.

Ein Isolationsumspanner zum Abtrennen der Freileitungs- und Kabelleitungsabzweige voneinander wurde z. B. im Umspannerwerk Prag-Nord vorgeesehen (Abb. 4).

Dieses Umspannwerk enthält 3 Dreiwicklungs-umspanner von 17500 kVA, 100/23/6,3 kV, Einfach- und Doppelsammelschienen auf der 100-kV-Seite sowie Doppelsammelschienen auf der 23-kV-Seite. Da der Leistungsbedarf der Freileitungsabzweige gegenüber jenem der Kabelleitungsabzweige verhältnismäßig klein war, war es in diesem Falle gerechtfertigt, die Freileitungs- und Kabelleitungsabzweige voneinander durch einen Isolierumspanner von 10000 kVA abzutrennen. Es muß auch erwähnt werden, daß dieser Isolierumspanner erst nachträglich eingebaut wurde.

Bei den großen Schaltanlagen ist es, um ein gefährliches Anwachsen der Kurzschlußströme zu begrenzen bzw. die Erzeuger-Hochleistung

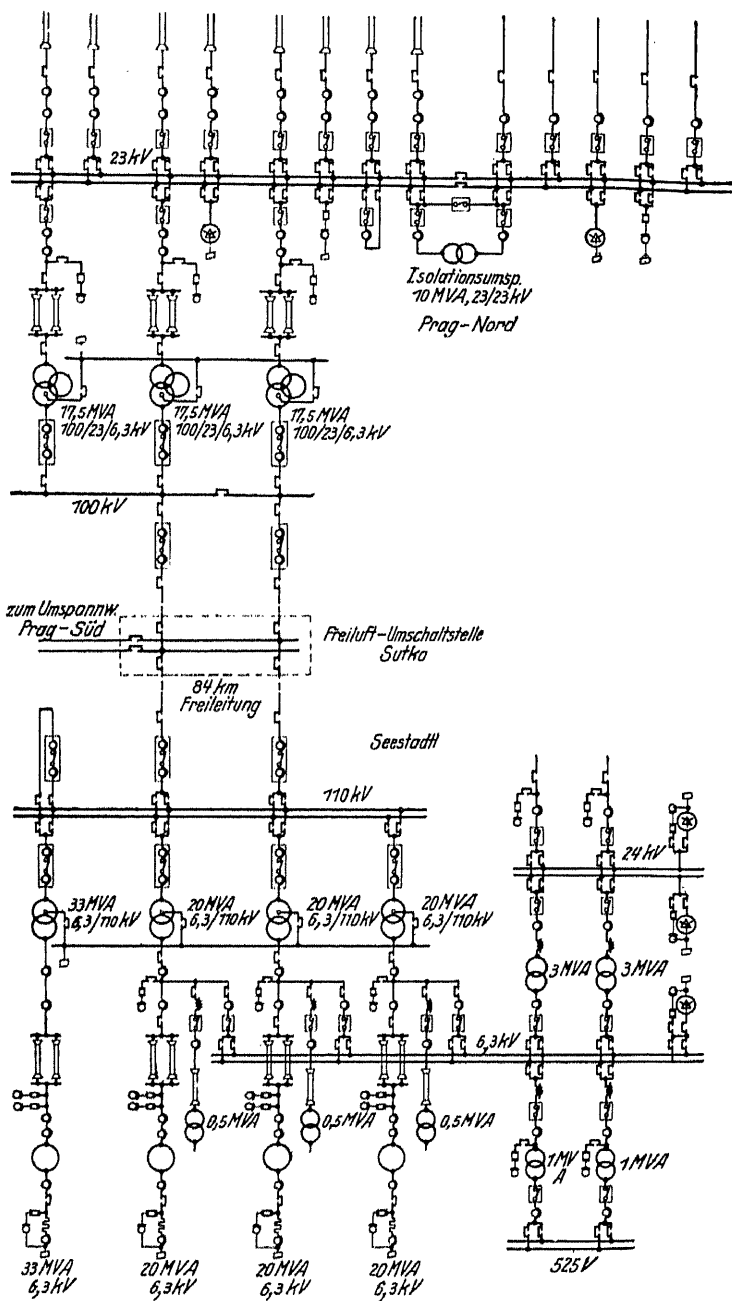


Abb. 4. Schaltbild des E.W. Ervénice (Seestadt) und des Umspannwerkes Prag-Nord.

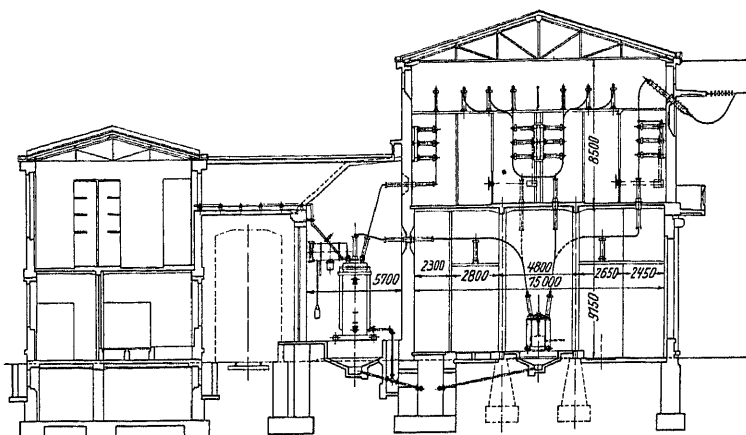


Abb. 5. Querschnitt durch die 6,3-kV- und 110-kV-Schaltanlage des E.W. Ervěnice (Seestadt).



Abb. 6. 110-kV-Ölschalterzelle im E.W. Ervěnice (Seestadt).

Technical drawing of a high-voltage switchgear layout (Fig. 10). The drawing shows a top-down view of a switchgear assembly with various components labeled with dimensions and material specifications. Key components include a central busbar system, circuit breakers, and a transformer. Dimensions are given in millimeters. Material specifications include Cu 25/20 for busbars. The layout is symmetrical around a central vertical axis.

Ersparnis an Apparatur gegenüber der Ausführung mit Erzeugersammel-schienen, insbesondere durch den Entfall der durch die hohen Kurz-schlußleistungen bedingten großen Hochleistungsölschalter für die Er-zeuger erzielt. Die so geschaffenen Einheiten arbeiten auf der Ober-spannungsseite auf gemeinsame Sammelschienen (Abb. 4).

12.5

sofern man nicht ein besonderes Hausaggregat aufstellt, von der Oberspannungsseite über Umspanner zu beziehen, wenn man diesen Eigenbedarf nicht unmittelbar von den Erzeugern abzweigen will. Letztere Ausführung hat jedoch eine bedeutende Komplizierung und demzufolge auch eine Verringerung der Übersichtlichkeit und Betriebssicherheit zur Folge.

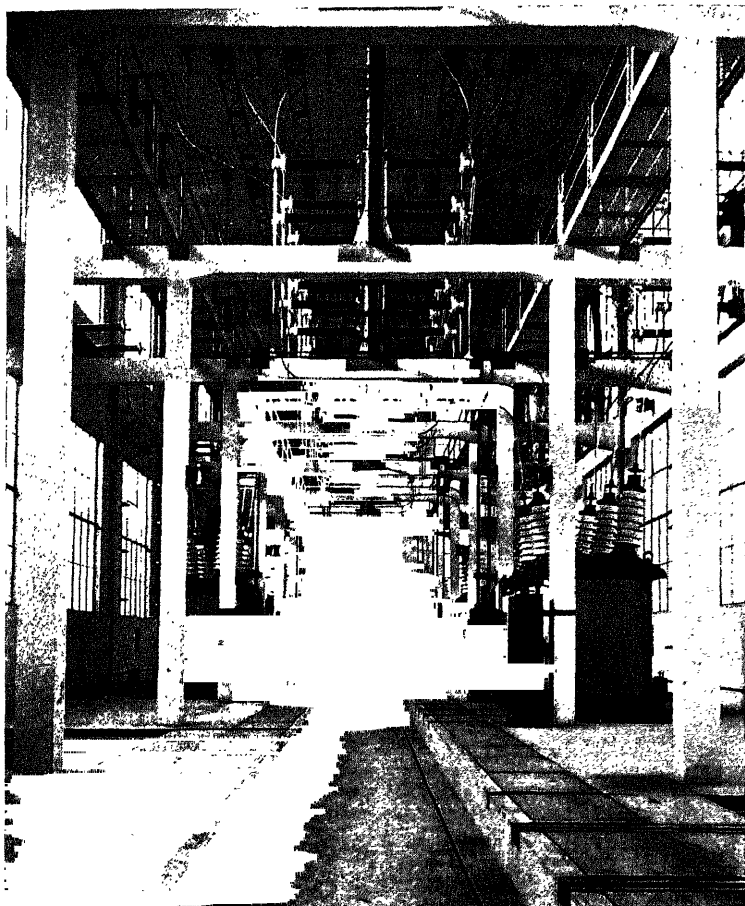


Abb. 8. Aufstellung der Ölschalter im Umspannwerk Prag-Süd.

Im E.W. Ervěnice (Seestadt) wurde diese früher übliche Lösung bei den ersten drei 20000-kVA-Einheiten gewählt. Diese Ausführung ermöglicht es, daß heute jeweils einer von diesen drei ersten Erzeugern als Hausaggregat zum Speisen des Eigenbedarfes und des Bedarfes der nächsten Umgebung über 24-kV-Umspanner herangezogen wird. Die in den 6-kV-Abzweigen eingebauten Ölschalter sind nur für die Leistung eines Erzeugers bemessen.

Die 6-kV-Hilfsschienen ermöglichen überdies einen kreuzweisen Betrieb eines Erzeugers mit einem Umspanner einer anderen Gruppe, was dann von Wert ist, wenn gleichzeitig je ein Erzeuger und ein Umspanner zweier verschiedener Gruppen beschädigt sein sollten.

Bei der vierten Einheit im E.W. Ervénice (33 000 kVA) wurde der Anschluß an die 6-kV-Hilfssammelschienen nicht mehr ausgeführt.

Von den 100-kV-Schaltanlagen seien hier zwei Ausführungen erwähnt. In der älteren Anlage des E. W. Ervénice (Seestadt) sind die 100-kV-Ölschalter im Erdgeschoß frei aufgestellt und nur durch seitliche Betonzwischenwände von den beiden benachbarten Stromkreisen isoliert. Der Sammelschienen- und Trennschalterraum ist vom Ölschalterraum durch eine Decke abgetrennt. Indem die Anordnung aller Zwischenwände in der ganzen Schaltanlage auf ein Mindestmaß beschränkt wurde, wurde eine bedeutende Helligkeit und Übersichtlichkeit sowohl des Erd- als auch des Obergeschosses erzielt. Die Anlage wurde bereits im Jahre 1922 entworfen, also zu einer Zeit, wo man anderswo auch die Höchstspannungsölschalter in ganz geschlossenen Zellen unterbrachte (Abb. 5 und 6).

Die 100-kV-Schaltanlage des Umspannwerkes Prag-Süd wurde als Hallenbau gelöst. Alle Apparate sind ganz frei ohne Zwischenwände und Zwischendecke angeordnet (Abb. 7, 8 und 9). Das Gebäude hat eine gegen den Winddruck gut versteifte Rahmenkonstruktion aus Eisenbeton, die mit einem leichten Ziegelmauerwerk und mit großen Fenstern ausgefüllt ist. In diese Hauptbetonkonstruktion der Seitenwände und des Daches sind Rahmen aus Eisenbeton eingelassen, welche die Eisenkonstruktionen für die Befestigung der Trennschalter und der Revisionsstege tragen. Die Doppelsammelschienen der Schaltanlage werden mittels sechsgliedriger Isolatorenketten, welche an der Betonkonstruktion des Daches befestigt sind, getragen. In der Mitte zwischen diesen Sammelschienen-Hängeisolatoren sind Geleise für eine fahrbare Revisionskabine angebracht, welche ein leichtes Reinigen der Sammelschienen und Auswechseln etwaiger beschädigten Isolatoren gestattet. Die Trennschalter sind vertikal angeordnet. Zu beiden Seiten der Sammelschientrennschalter laufen Revisionsstege. Die ankommenden Freileitungen sind mittels Abspannisolatoren an der Rahmenkonstruktion des Daches befestigt. Die Freileitungsdurchführungen sowie auf der gegenüberliegenden Seite die Durchführungen zu den im Freien aufgestellten Umspannern sind vertikal angeordnet und als Kondensatordurchführungen ausgebildet (Abb. 10). Die Ölschalter stehen ganz frei zu beiden Seiten des durch die Mitte des Gebäudes angeordneten Geleises für den Ölschalterwagen.

Vergleichende Kostenberechnungen, die beim Entwerfen der bisherigen Schaltanlagen durchgeführt wurden, haben auch für Höchstspannungsanlagen keine wesentliche Verbilligung bei der Ausführung als Freiluftanlagen gezeigt gegenüber den Anlagen in gedeckten Räumen. Einerseits hat es sich fast durchweg um Anlagen gehandelt, die auf einem Boden von hohem Grundstückspreis gebaut werden sollten, anderer-

seits ist bei uns das Baumaterial verhältnismäßig billig, und seine Beschaffung macht keine Schwierigkeiten.

Die neueren Anlagen konnten auch aus dem Grunde nicht als Freiluftanlagen ausgeführt werden, weil in ihrer Umgebung die Luft ziemlich verunreinigt ist, z. B. in Ervénice (Seestadt) durch die Abgase

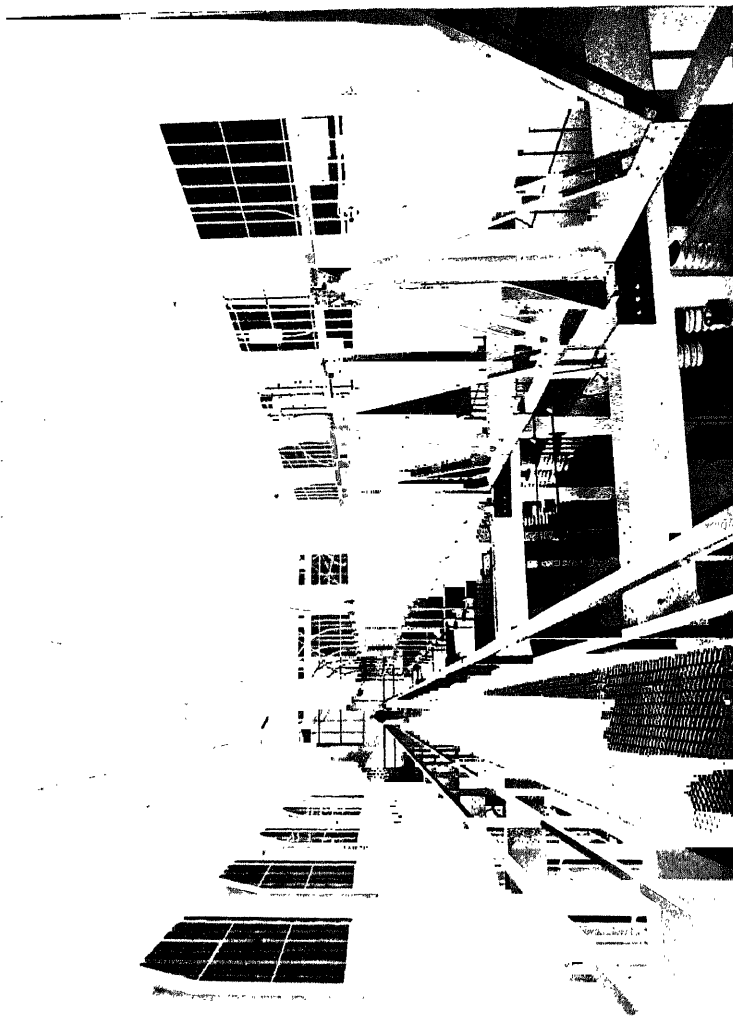


Abb. 9. 100-kV-Sammelschienen und Trennschalter im Unspanwerk Prag-Süd.

der nicht transportfähigen Kohle des als Tagbau betriebenen benachbarten Kohlenbergwerkes, in Mährisch-Ostrau und im Prager Gebiet durch die starke Rauchentwicklung der umliegenden Fabriken. In Prag waren überdies noch ästhetische und architektonische Gründe, bei der Wahl der Ausführung mitbestimmend. Aus diesen Gründen

wurde den gedeckten Schaltanlagen der Vorzug gegeben. Nur die eigentlichen Umspanner, die entweder mit natürlicher oder mit künstlicher Luftkühlung arbeiten, stellt man mit Vorliebe ungedeckt im Freien auf.



Abb. 10. Anordnung der Apparatur auf dem Dache des Umspannwerkes Prag-Süd.

Für die Aufstellung der Umspanner im Freien, besonders wenn es sich um selbstgeköhlte Ausführungen handelt, spricht die bessere Kühlungs-möglichkeit. Bei Unterbringung der Umspanner in Kammern werden diese Kammern und die Luftkanäle oft genug nicht hinreichend groß bemessen.

Bei dieser Gelegenheit sei erwähnt, daß die Umspanner in der Schaltanlage Prag-Süd (Abb. 11) durch separate Ventilatoren belüftet werden, und die erwärmte Abluft wird im Winter zur Beheizung der gesamten Schaltanlage nutzbar gemacht. Den im Freien aufgestellten

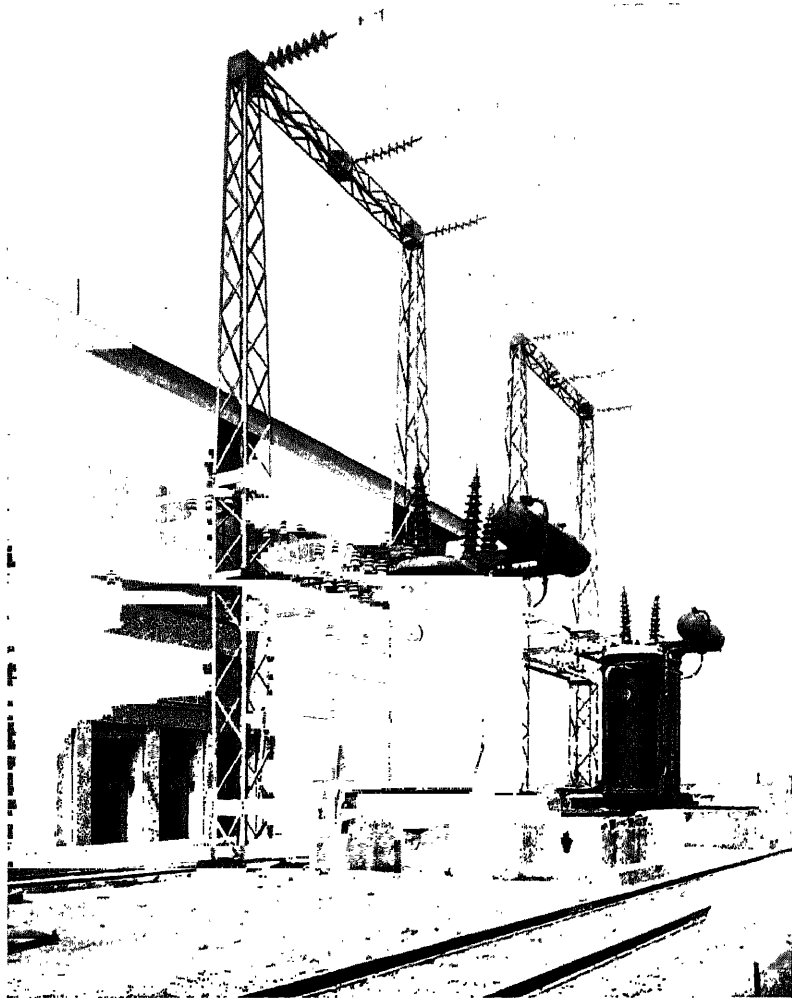


Abb. 11. Die Umspanner im Umspannwerk Prag-Süd.

Umspanner mit zugehörigem 100-kV-Ölschalter und Trennschalter des Umspannwerkes Prag-Nord zeigt Abb. 12.

Eine vollkommen als Freiluftanlage ausgebildete Schaltanlage befindet sich im Bau, und zwar in Žilina (Sillein) in der Slowakei als Endpunkt der 100-kV-Übertragungsleitung von Mährisch-Ostrau. In diesem Falle

handelt es sich um eine Gegend mit sehr reiner Luft und mit niederen Bodenpreisen. Überdies wird in dieser Anlage als erster Ausbau bloß ein Umspanner mit zugehöriger Apparatur aufgestellt. Der vollständige Ausbau von 3 Umspannern und 4 Freileitungen wird erst in späteren Jahren ausgeführt werden. Hätte man eine gedeckte Schaltanlage bevorzugt, so müßte diese jetzt schon für den vollständigen Ausbau er-

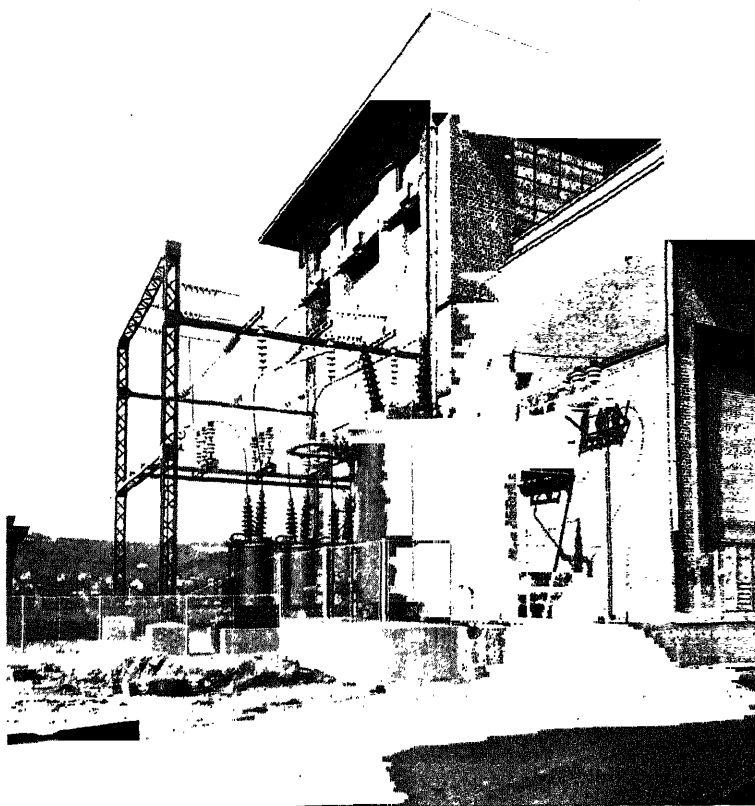


Abb. 12. Der im Freien aufgestellte Umspanner samt Apparatur im Umspannerwerk Prag-Nord.

richtet werden, was verhältnismäßig große erste Investitionskosten verursachen würde (Abb. 13).

Hochspannungs-Schaltapparate

Hochleistungsölschalter werden meist als Dreikesselschalter gebaut. Unsere Industrie wendet beim Bau von Hochleistungsölschaltern keine Löschkammern an, sondern trachtet durch richtige Bemessung der

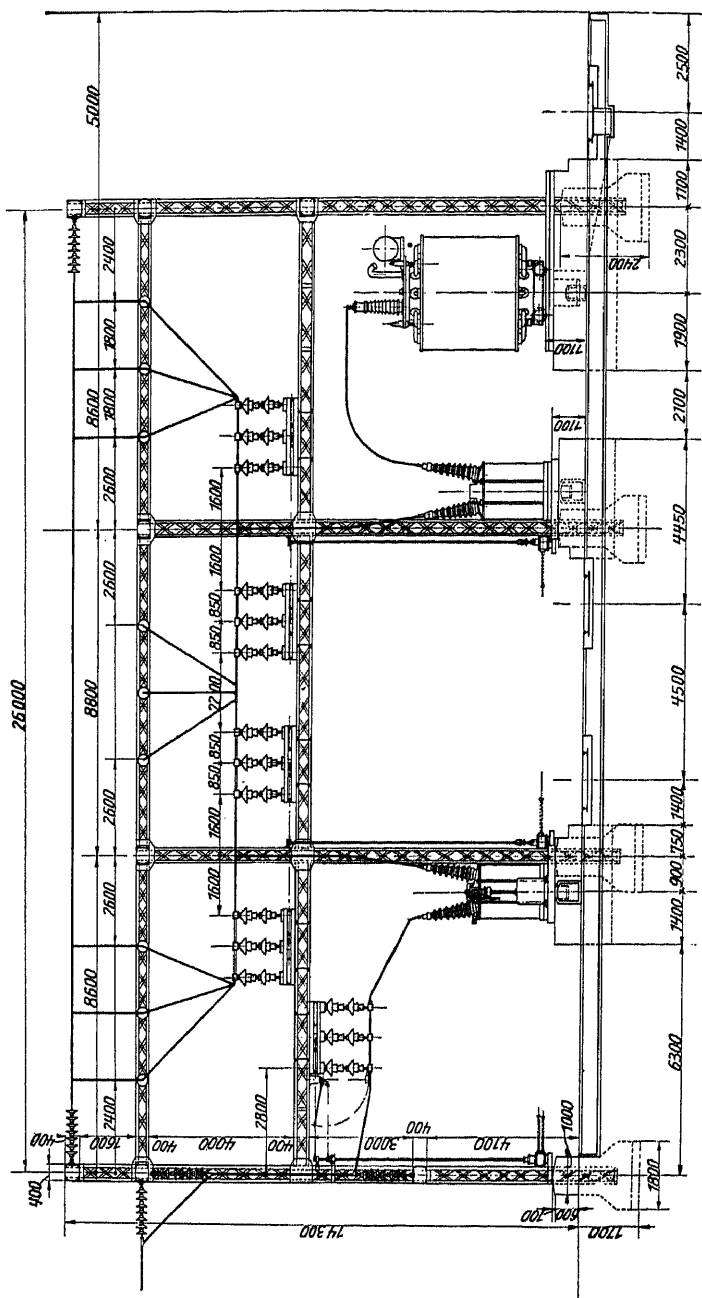


Abb. 13. 100-kV-Freiluftspannwerk Zillina (Sillein).

Ölschaltereinzelteile richtige Ölmenge, richtige Tiefe der Schalterkontakte unterhalb des Ölspiegels, genügend hohen Schalthub und durch eine richtig gewählte Abschaltgeschwindigkeit der Schaltmesser die vorgeschriebene Schaltleistung zu erzielen.

Von der Verwendung von Schutzwiderständen ist man abgegangen bzw. sind vielfach bereits vorhandene Schutzwiderstände nachträglich ausgebaut worden, da es in erster Linie gerade diese Vorstufenwiderstände waren, die etwaige Ölschalterexplosionen veranlaßt haben.

Bei richtiger Ausführung der Umspanner sind Vorstufenwiderstände bei Ölschaltern nicht am Platze, da diese den Ölschalter nur überflüs-



Abb. 14. Inneres des 110-kV-Ölschalters für das E.W. Ervěnice (Seestadt).

sigerweise komplizieren. Im Gegenteil sind wir bestrebt, den Ölschalter so einfach wie möglich zu bauen, um dadurch dessen verlässliches Arbeiten zu sichern.

Der Fernantrieb der Ölschalter geschieht mittels Schaltmagneten für Gleichstrom oder, falls eine genügend große Akkumulatorenbatterie nicht aufgestellt werden kann, oder wenn die Einschaltzeit für etwaiges Synchronisieren bei Verwendung von Schaltmagneten zu lang wäre, mittels der kostspieligeren Kraftspeicherantriebe. Mitunter wird auch Schaltmotorenantrieb zum Anschluß an Wechselstrom angewendet.

Die 100-kV-Ölschalter des E.W. Ervěnice (Seestadt) und des Umspannwerkes Prag-Nord sind Dreikesselölschalter (Abb. 6 und 12) mit einer Abschaltleistung von 2400 A bei 115 kV. Sie vertragen für 5 s einen Strom von 20000 A. Die Prüfspannung des völlig zusammenmontierten und betriebsbereiten Ölschalters beträgt 260 kV, die Prüfspannung von dessen Durchführungen allein 300 kV. Die Ölkessel des

Schalters sind aus starken genieteten und autogengeschweißten Stahlblechen hergestellt und innen mit Pertinax ausgekleidet. Die Ölschalterdeckel aus Stahlguß sind mit Sicherheitsventilen versehen. Die einzelnen Ölschalterpole sind miteinander durch einen Gestängeantrieb gekuppelt, der die horizontale Schaltbewegung in eine Vertikalbewegung der Schaltmesser umwandelt. Der Schalthub der Messer beträgt

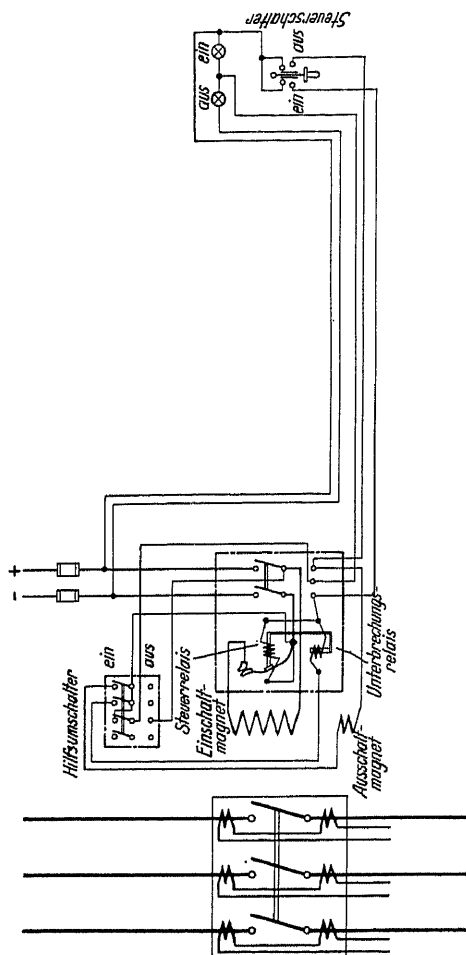


Abb. 15. Schaltbild des 110-kV-Ölschalters für das E.W. Ervénice (Seestadt).

500 mm, die vollständige Ausschaltzeit vom Erteilen des Impulses dem Ausschaltmagnet 0,3 s, die Einschaltzeit 0,35 s. Die Anfangsgeschwindigkeit, mit welcher sich die Kontakte beim Ausschalten voneinander entfernen, wurde mit 1,1 m/s und die Endgeschwindigkeit mit 2,17 m/s gemessen. Sowohl die Haupt- als auch die Abbrennkontakte haben stumpfe Berührungsflächen und sind so abgefedert, daß eine gute Be-



Abb. 16. Schaltmechanismus des 110-kV-Ölschalters für das E.W. Ervönice (Seestadt).

rührung über die ganze Fläche gewährleistet wird. Die festen Kontakte, die unmittelbar an den Ölschalterdurchführungen befestigt sind, werden von Schutzkammern umschlossen. Die als Kondensatordurchführungen ausgebildeten Durchführungen haben im Öl Schutzhüllen aus Porzellan. (Abb. 14.)

Die Stromwandler sind unter den Ölschalterdeckeln auf diese Durchführungen aufgesteckt. Sie sind hinreichend genau zum Anschluß von

Strommessern und Relais. Dadurch wurden in der ganzen 100-kV-Schaltanlage separate Ölstromwandler erspart. Je zwei Stromwandler eines Poles können entweder in Reihe oder parallel geschaltet werden.

Die Betätigung des Ölschalters geschieht mittels eines Schaltmagnetes für Gleichstrom, der in einem seitlich aufgestellten gußeisernen Gehäuse untergebracht ist. Im Notfalle kann der Ölschalter auch mittels einer Stange von Hand eingeschaltet werden.

Der von Ferne steuerbare Schaltmechanismus besteht aus einem Einschalt- und einem Ausschaltmagnet und einer Steuertafel. Auf der Steuertafel ist ein mit dem Antriebsgestänge mechanisch gekuppelter vierpoliger Hilfsumschalter, das Einschalterschütz, ferner ein Steuerrelais und ein Unterbrechungsrelais angebracht. Das Schaltbild der Steuertafel ist in der Abb. 15 dargestellt. Die konstruktive Ausbildung zeigt Abb. 16.

Der durch den Steuerschalter in der Schaltwarte eingeschaltete Hilfsstrom wirkt auf das Steuerrelais, welches über das Einschalterschütz den Stromkreis des Einschaltmagnetes schließt. Gegen Beendigung des Schalthubes schließt der vierpolige Hilfsumschalter das Unterbrechungsrelais ein, welches den Haltemechanismus des Einschaltrelais wieder auslöst. Dadurch wird der Strom im Einschalterschütz und mithin auch im Einschaltmagnet unterbrochen, so daß das Einschalten bloß mittels der lebendigen Kraft der bewegten Teile des Schaltmechanismus zu Ende geführt wird.

Die Stromaufnahme des Einschaltmagnetes beträgt etwa 60 A bei 220 V bzw. 120 A bei 110 V. Das Ausschalten wird mittels einer Spiralfeder bewirkt, nachdem der Ausschaltmagnet eine Klinke ausgelöst hat. Die einzelnen Pole des Ölschalters sind in der Schaltzelle fahrbar aufgestellt.

Die gleichfalls als Dreikesselschalter ausgebildeten 100-kV-Ölschalter des Umspannwerkes Prag-Süd haben ölgefüllte Porzellandurchführungen und Fingerkontakte, die mittels Federn an die Messer seitlich angepreßt werden (Abb. 8). Die Ölkessel sind innen mit Holz ausgekleidet. Die auf die Durchführungen aufgesteckten Stromwandler eines Poles können ebenfalls in Reihe oder parallel geschaltet werden. Die Betätigung des Ölschalters geschieht mittels eines Kraftspeicherantriebes. Die Schalttraversen der drei Pole eines Schalters sind mittels Scheiben mit verstellbaren Bolzen mit dem Gestängeantrieb des Kraftspeichers verbunden. Dadurch wird erzielt, daß es nicht erforderlich ist, die einzelnen Pole des Ölschalters beim Aufstellen in der Schaltzelle peinlichst genau zueinander anzuordnen.

Die dreipoligen Trennschalter für das E.W. Ervěnice (Seestadt) und für das Umspannwerk Prag-Nord haben Stützer aus Repelit mit Strahlungskappen aus Zinkblech (Abb. 17). Der mittlere Stützer eines Poles ist auf einem Kugellager drehbar angeordnet und trägt das als Rohr ausgebildete Schaltmesser. Der Antrieb geschieht mittels Gestänge und Handrad. Die Trennschalter für die abgehenden Freileitungen sind überdies mit Erdungsmessern ausgestattet. Um zu verhindern, daß die Trennschalter im eingeschalteten Zustand der zu ihrem Stromkreis

gehörigen Ölschalter abgeschaltet werden könnten, sind sie mit den zugehörigen Ölschaltern elektrisch blockiert. Die Prüfspannung des betriebsbereit zusammengestellten Trennungsschalters beträgt 260 kV, von dessen Stützern allein 300 kV. Die Stützer der Trennschalter für das Umspannwerk Prag-Süd sind aus Gummoid hergestellt.

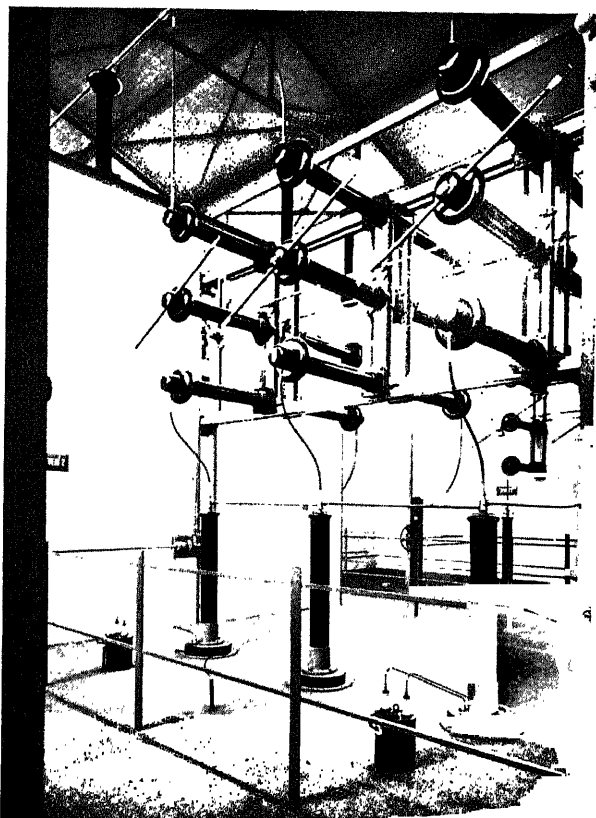


Abb. 17. 110-kV-Trennschalterzelle im E.W. Ervěnice (Seestadt).

Die 100-kV-Durchführungen im E.W. Ervěnice (Seestadt) und in den Umspannwerken Prag-Süd und Prag-Nord sind ebenfalls als Kondensatordurchführungen ausgebildet. Der Ladestrom dieser Durchführungen wurde für die Messung der Phasenspannung und zur Synchronisierung dadurch nutzbar gemacht, daß der von der Erde abisolierte gußeiserne Flansch der Durchführung an den einen Pol eines besonderen kleinen Stromwandlers, dessen anderer Pol mit der Erde verbunden ist, angeschlossen wurde (Abb. 17). Da der Ladestrom der Spannung proportional ist, kann man an einem empfindlichen, in Kilo-

volt geeichten Strommesser unmittelbar die Spannung ablesen. Die Genauigkeit dieser Messung ist für praktische Zwecke genügend. Hierdurch ist es gelungen, auch die sehr teuren Ölspannungswandler für 100 kV entbehrlich zu machen.

Aus dem Angeführten ist es ersichtlich, daß man in Höchstspannungsanlagen bestrebt ist, ganz ohne besondere Strom- und Spannungswandler mit Ölisolation auszukommen, und soweit uns bekannt, ist in den bisher bei uns gebauten 100-kV-Anlagen kein einziger Wandler mit Ölisolation verwendet worden. Im E.W. Ervénice (Seestadt), unserer ersten Höchstspannungsanlage, wurde zwar auch Raum für einen nachträglichen Einbau von ölgefüllten Strom- und Spannungswandlern vorgesehen. Dies hat sich aber als überflüssig erwiesen.

In Mittelspannungsanlagen baut man bei Stromstärken über 1000 A Schienenstromwandler ein, bei kleineren Stromstärken und großen Kurzschlußleistungen Porzellandurchführungstromwandler der Querlochtype, um auch bei diesen Anlagen die Ölstromwandler auszumerzen.

Umspanner

Obzwar die weitaus größte Zahl der in den Anlagen eingebauten Umspanner bei Hochspannungskraftübertragungen der Dreiphasenkerntype angehört, bei der die dritte Harmonische der Spannung viel weniger ausgeprägt ist als bei den in Gruppe geschalteten Einphasenumspannern oder bei der Manteltype, wählt man, um auch bei der heute üblichen hochgetriebenen Induktion eine reine Spannungskurve zu bekommen und um die Impedanz des Kurzschlußweges im Falle eines Erdschlusses auf der Hochspannungsseite des Umspanners in Systemen mit geerdetem Nullpunkt klein zu halten und dadurch ein verlässliches Ansprechen der Schutzrelais zu gewährleisten, nur solche Umspanner, die eine Wicklung in Dreieck geschaltet haben. In Erzeugeranlagen werden Umspanner in Dreieck-Sternschaltung angewendet; in Umspannwerken hat der Dreiwicklungsumspanner eine große Verbreitung gefunden, der es ermöglicht, auch auf der Unterspannungsseite die Erdung des Nullpunktes vorzunehmen bzw. dieselbe Phasenverschiebung wie auf der Hochspannungsseite zu erhalten. Die in Dreieck geschaltete Tertiärwicklung wird gewöhnlich für etwa 50% der Leistung der Primärwicklung gewählt um die notwendige thermische Kapazität für den Fall eines einphasigen Kurzschlusses (Erdschlusses) zu besitzen. Ist die tertiäre Wicklung für zukünftigen Anschluß von Synchronkondensatoren bestimmt, oder wird der Umspanner für Verbindung von drei verschiedenen Systemen benützt, so ist seine Windungszahl (Spannung) als auch seine Leistung durch die Daten des Synchronkondensators bzw. des anzuschließenden Systems gegeben.

Die in den Abb. 11 und 12 veranschaulichten Umspanner sind Dreiwicklungsumspanner, und zwar in Abb. 11 von einer Leistung von 20 000/20 000/10 000 kVA entsprechend den Spannungen 100/23/6,3 kV und Schaltung $\Delta/\Delta/\Delta$, in Abb. 12: 21 000/21 000/10 000 kVA, 10 000/23 000/6300 V, $\Delta/\Delta/\Delta$. Abb. 18 zeigt eine Ausführung des Umspanners für 20 000/20 000/10 000 kVA, 100/23/6,3 kV.

Bei dieser Gelegenheit sei erwähnt, daß auch auf die Reinhaltung der Erzeugerspannungskurve das größte Augenmerk gerichtet wird. Denn Abweichungen der Spannungskurve von dem Sinusgesetz haben nicht nur eine Herabsetzung der Wirtschaftlichkeit der ganzen Anlage zur

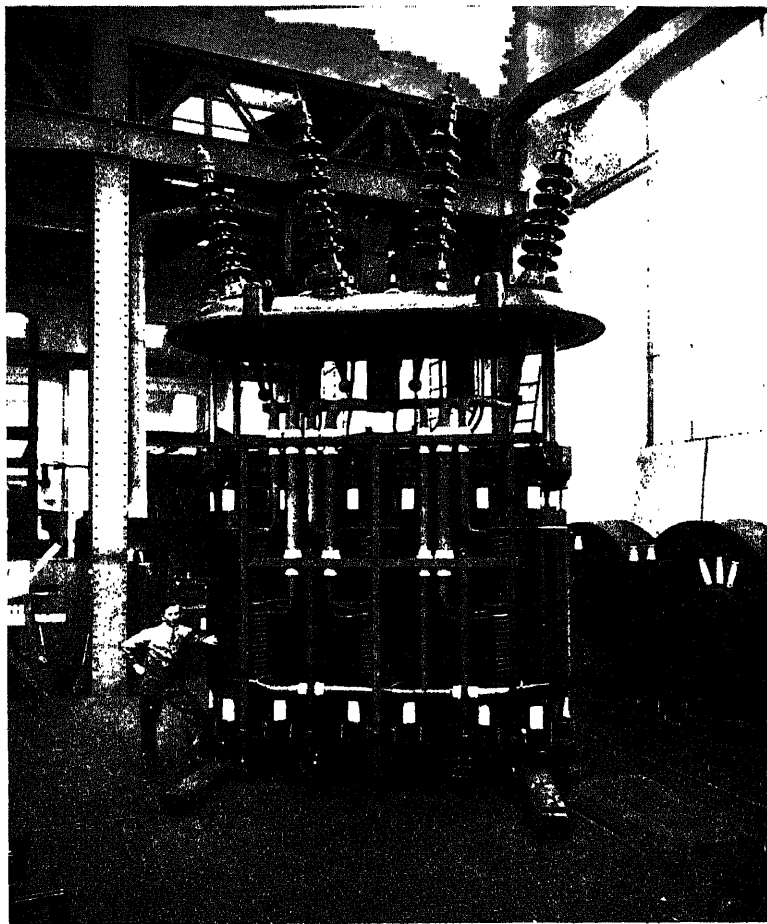


Abb. 18. Umspanner 20 000/20 000/10 000 kVA, 100/23/6,3 kV, $\Upsilon/\Upsilon/\Delta$, 50 Perioden.

Folge, sondern können schwere Störungen nach sich ziehen, ja sogar den Betrieb unmöglich machen. Die heutigen Erzeuger sind hinsichtlich der Spannungskurve, insbesondere falls es sich um Turbogeneratoren handelt, meist einwandfrei. Durch richtige Wahl des bewickelten Polbogens und der Schrittverkürzung lassen sich niedrigere Spannungsharmonische ziemlich unschädlich machen. Die höheren Harmonischen, wie die Zahnharmonischen, sind meist unbedenklich.

Um Kurzschlußströme der großen Kraftübertragungsanlagen in mäßigen Grenzen zu halten, wird die Kurzschlußspannung der Umspanner höher, als es in früheren Jahren üblich war, gehalten. So haben die Umspanner für die Kraftübertragung Ervénice-Prag eine Kurzschlußspannung von 11%. Auch die Erzeuger werden mit möglichst hoch gehaltener Streureaktanz und Ankerrückwirkung gewählt, auch schon aus dem Grunde, da sie dann neben der Verminderung des plötzlichen und Dauerkurzschlußstromes auch eine billigere Maschine darstellen. Bei der Wahl der Ankerrückwirkung auch Rücksicht auf die mögliche Selbsterregung zu nehmen, war bisher nicht notwendig gewesen, da die Höchstspannungsleitungen verhältnismäßig kurz sind und die Erzeuger aus anderen Gründen für große Leistung gebaut wurden.

Bezüglich der Beschaffungskosten von Mantel- und Kernumspannern besteht kein wesentlicher Unterschied. Es ist richtig, daß bei höheren Spannungen die Verwendung von Scheibenwicklungen bei den Manteltypen zu billigeren Entwürfen führt als bei Kerntypen. Bedenkt man jedoch, daß man in diesen Fällen ohne Bedenken bei Kerntypen Zylinderwicklungen anwenden kann, weil infolge der meist gewählten höheren Kurzschlußspannung in mechanischer Beziehung nichts zu befürchten ist, so kann man wiederum preislich auf ungefähr gleichwertige Ausführungen kommen.

In neuerer Zeit ist man geneigt, bei der Wahl von Umspannern in erster Linie stets die Selbstkühlung in Betracht zu ziehen, und erst wenn unüberbrückbare Schwierigkeiten sich entgegenstellen, zur künstlichen Kühlung zu greifen. Bis zu Leistungen von 5000 bis 7000 kVA kommt man mit gewöhnlichem Wellblechgefäß noch ganz gut aus, bei höheren Leistungen bis etwa 15000 bis 20000 kVA wird man aus wirtschaftlichen Gründen bei Selbstkühlung zu Radiatoren greifen müssen. Berücksichtigt man alle Auslagen, welche mit der künstlichen Kühlung verbunden sind, und zieht man noch den schlechteren Wirkungsgrad der künstlich gekühlten Umspanner hinzu, so wird der Preisunterschied zwischen dem selbstgeköhlten und künstlich gekühlten Umspanner gewöhnlich sehr gering sein und oft zugunsten des selbstgeköhlten Umspanners ausfallen.

Soll der Umspanner in einer Kammer untergebracht werden, so muß man selbstverständlich auf die Lüftung das größte Augenmerk haben.

Die beste und billigste Lösung jedoch, insbesondere bei größeren Einheiten, ist, sich für die Freiluftausführung zu entschließen.

Bezüglich der Betriebssicherheit darf man wohl (gutes Fabrikat vorausgesetzt) den Umspanner als den zuverlässigsten Teil einer elektrischen Anlage bezeichnen. Ein scharfes Wort muß an dieser Stelle gegen das Übertreiben von Schutzeinrichtungen gesagt werden. Man sieht heute Umspanner, wo vor lauter Schutzeinrichtungen sich selbst der Fachmann nicht auskennt. Es ist immer besser, die Mehrausgaben, welche diese Apparate verschlingen, zur Verbesserung der Güte des Umspanners selbst zu verwenden. Von den Ölschaltern mit Schutzwiderständen ist schon früher gesprochen worden.

Die Kupplung der Netze verlangt meist, falls wirtschaftlich gearbeitet werden soll, Umspanner mit Spannungsregulierung unter Last. Man verwendet hierzu meist Drosselspulen, mit welchen die Anzapfungen überbrückt werden können, oder parallele Anzapfzweige, welche mit Hilfe von Drosselspulen geschaltet werden.

Die Schutzeinrichtungen

Wie schon bei den Umspannern erwähnt worden ist, soll die Anzahl der Schutzapparate möglichst auf das notwendigste Maß beschränkt werden, um die Schaltanlage einfach, übersichtlich und dadurch auch betriebssicher zu gestalten.

Für die Begrenzung des Kurzschlußstromes von Speiseleitungen werden Drosselspulen von 3 bis 5 % Reaktanz verwendet, die überdies auch die insbesondere bei angeschlossenen Einankerumformern sehr unliebsame Absenkung der Sammelschienenspannung im Falle eines Kurzschlusses in den abgehenden Speiseleitungen beseitigen. Da der Ölschalter der Speiseleitung in neuest entworfenen Anlagen ohnehin für die volle Kurzschlußleistung ohne Rücksicht auf die Drosselspule bemessen wird, ist es zweckmäßig, diese Drosselspule in der abgehenden Leitung hinter dem Ölschalter einzubauen. Sie kann dann durch Ölschalter abgeschaltet werden, falls sie selbst beschädigt werden sollte.

Für die Verwendung von Drosselspulen in Sammelschienen zur Unterteilung der einzelnen Gruppen haben wir noch keine Notwendigkeit gehabt.

Für Betriebsspannungen bis 15 kV werden die Drosselspulen mit Luftisolation, darüber mit Ölisolation gebaut. Bei den Drosselspulen mit Luftisolation ist man bestrebt, jedwedes brennbare Material in der Konstruktion zu vermeiden. Im Gegensatz zu anderen Ländern haben wir bisher bei der Benützung von blanken Leitern keine Schwierigkeiten gehabt. Unsere Industrie stellt daneben auch Drosselspulen mit isolierten Leitern her.

Als Überspannungsableiter werden vielfach noch die Hörnerableiter mit Dämpfungswiderständen benützt, vielfach auch in jenen Ausführungen, bei denen nur das Ansprechen in Luft stattfindet, das Unterbrechen des Lichtbogens dagegen in Öl geschieht.

In letzter Zeit ist jedoch die Überzeugung durchgedrungen, daß die Hörnerschutzableiter nicht den genügenden Schutz, besonders bei höheren Spannungen, gewähren. Demzufolge wurde nach anderen Ausführungsarten von Überspannungsableitern gesucht. Am besten hat sich bisher der amerikanische Autovalveableiter bewährt und auch die größte Verwendung neben den Hörnerblitzableitern gefunden.

Die 100-kV-Anlagen werden bis jetzt ohne Überspannungsschutz (ausgenommen Erdseil) betrieben. Die Kraftübertragungsanlage Seestadt-Prag befindet sich bereits 5 Jahre ohne Überspannungsschutz und mit beiderseitig geerdetem Nullpunkt im Betrieb, ohne daß sich irgendwelche Anstände gezeigt hätten. Dieser fünfjährige anstandslose Betrieb hat auch bewiesen, daß es einwandfrei möglich ist, bei genügend hoch gewähltem Isolationsgrad bei geerdeter Neutrale und bei einem

einfachen und verlässlichen Relaisschutz einen großen Bedarfsmittelpunkt von einer entfernt liegenden Erzeugeranlage vollkommen sicher zu versorgen.

In Mittelspannungsanlagen werden, um bei Erdschlüssen den nachfließenden kapazitiven Erdschlußstrom aufzuheben, Nullpunktsdrosseln oder Löschtransformatoren angewendet. Die Erfahrungen mit Löschspulen in 22-kV-Anlagen scheinen in einigen Anlagen befriedigend zu sein, obzwar uns auch Fälle bekannt sind, wo bei Verwendung der Löscheinrichtungen Interferenzwirkungen auf benachbarte Signalanlagen der Eisenbahn festgestellt worden sind.

Die 60- und 100-kV-Anlagen werden dagegen ausschließlich mit direkt geerdeter Neutrale betrieben. Von den für die direkte Erdung der Neutrale sprechenden Gründen werden besonders die folgenden anerkannt: Die Nullpunktserdung vermeidet den Spannungsanstieg der gesunden Phasen auf den verketteten Wert, sie vermeidet ferner vollkommen die Überspannungen des aussetzenden Erdschlusses und ermöglicht eine sicher wirkende selektive Abschaltung der vom Erdschluß betroffenen Leiterstrecke durch einfache, robuste Überstrom- bzw. Distanzrelais. Die direkte Nullpunktserdung ist die einfachste und auch billigste Ausführung, besonders im Vergleich mit der Ausführung mit Löscheinrichtungen. Bei der direkten Nullpunktserdung entfallen nicht nur die Ausgaben für die Löscheinrichtungen selbst, es können auch die Durchführungen für die Nulleitung und die bezüglichlichen Trennschalter und Stützisolatoren der Erdschienen für niedrigere Spannung isoliert werden. In dem E.W. Ervěnice (Seestadt) und in dem Umspannwerk Prag-Nord hat man gleich von Anfang an den Nullpunkt direkt geerdet. Diese Anlagen wurden aber, da keine Erfahrungen von Betrieben mit direkt geerdetem Nullpunkt vorlagen, so ausgeführt, daß sie auch in Zukunft, sollten die Erfahrungen mit geerdetem System unbefriedigend ausfallen, den Einbau von etwaigen Löscheinrichtungen erlauben würden. Die Durchführungen, Trennschalter, und zwar der Nulleitung, werden deswegen für die volle Phasenspannung bemessen. Im Betrieb hat sich die direkte Erdung jedoch als vollkommen einwandfrei gezeigt, und zwar in solchem Maße, daß man sich entschlossen hat, alle 60- und 100-kV-Übertragungen direkt zu erden. Aus diesem Grunde wurden die Umspanner-Nulldurchführungen, die zugehörigen Trennschalter usw. im Umspannwerk Prag-Süd für eine niedrige Spannung bemessen.

Wir sind der Meinung, daß in den Höchstspannungsnetzen, wo die Erdschlüsse gewöhnlich nicht vorübergehender Natur sind, sondern meist sofort eine Materialzerstörung einleiten, es nicht genügt, den Lichtbogen an der Erdschlußstelle vorübergehend zu löschen, sondern daß das betroffene Leitungsstück raschest abgeschaltet werden muß.

Um Erzeuger bei inneren Beschädigungen von den Sammelschienen raschest abzutrennen, wendet man in erster Linie Differentialrelais an. Da der größte Prozentsatz aller Fehler (vielleicht über 80 %) in Stromerzeugern auf einen Eisenschluß zurückzuführen sind und nur der Rest auf einen Phasenschluß entfällt, ist es erforderlich, damit die Differential-

relais nicht nur bei Kurzschluß, sondern auch bei Eisenschluß wirken, die Neutrale der Erzeuger entweder über einen gemeinsamen oder über getrennte Widerstände zu erden. Die letztere Anordnung ist vorteilhafter und wird meistens angewendet. Die Ansichten über die Höhe des Ohmschen Erdungswiderstandes sind geteilt. Wählt man eine Nullpunktserdung des Erzeugers über einen Widerstand von einem kleinen Ohmwert, so kann man robuste, sicher wirkende Relais einbauen. Entschließt man sich für die Erdung über einen großen Ohmwert, so bedingt dies empfindliche Relais, die um so empfindlicher sein müssen, je höher der Ohmwert gewählt wurde. Der Abbrand des Eisens wird beim hohen Ohmwert klein sein, auch die unsymmetrische Beanspruchung der Wickelköpfe und Bandagen durch den einphasigen Fehlerstrom und die zusätzliche Erwärmung durch Wirbelströme werden innerhalb zulässiger Grenzen gehalten.

Die konstruktive Ausbildung des zu schützenden Erzeugers und sein Verhalten bei einphasigem Kurzschluß soll bei der Wahl des Ohmwertes des Erdungswiderstandes bestimmend sein.

Arbeitet ein Erzeuger mit einem Umspanner als eine Einheit und will man auch den Umspanner differential schützen, obwohl diese Praxis aus den bei den Umspannern angegebenen Gründen mehr und mehr verlassen wird, so ist es angebracht, für Erzeuger und Umspanner separate Differentialrelais vorzusehen, um die Differentialrelais des Erzeugers empfindlicher einstellen zu können als jene des Umspanners. Im Falle, daß man sparen will und Erzeuger und Umspanner mit einem gemeinsamen Differentialschutz ausstattet, so kann man die Ungleichheiten der Stromwandlercharakteristiken auf der Hochvolt- und Niedervoltseite durch Hilfsstromwandler ausgleichen.

Neuerdings wendet man Differentialrelais an, die auf einen Fehlerstrom ansprechen, der nicht bei allen Belastungen gleich ist, sondern der der Belastung proportional ist.

Außer dem Differentialrelais werden bei Erzeugern Überstromrelais angewendet. Rückstromrelais wendet man nicht an.

Bezüglich der Spannungsregelung sei erwähnt, daß man jeden der parallel arbeitenden Erzeuger mit einem separaten Schnellregler versieht.

Zur Erterregung des Erzeugers beim Abschalten infolge eines inneren Fehlers werden die Schutzrelais so geschaltet, daß sie auf einen Feldschalter wirken, der die Erregermaschine von der Erregerwicklung des Erzeugers sofort abschaltet und die Erregerwicklung gleichzeitig über einen Widerstand kurzschließt. Statt dessen werden auch Feldschalter verwendet, die das magnetische Feld durch Einschalten von Widerständen in die Erregerkreise sowohl des Erzeugers als auch der Erregermaschine selbst abschwächen.

Sehr oft kann man Anordnungen antreffen, bei denen alle Relais des Erzeugers auf ein gemeinsames Relais wirken, das getrennte Kontakte besitzt zum Schließen der Stromkreise für die Ölschalterauslösespulen, für den Erterregungsschalter, für ein etwaiges elektrisch betätigtes Absperrventil für die Dampfzufuhr der Dampfturbine oder für einen Absperrschieber einer Wasserturbine, für Signalglocken u. ä.

Mit Wasserturbinen gekuppelte Erzeuger werden mit Fliehkraftschaltern ausgestattet, die bei einem unzulässigen Anstieg der Drehzahl ebenfalls auf obiges Hilfsrelais wirken.

Für die Beaufsichtigung der Erwärmung der Erzeuger während des

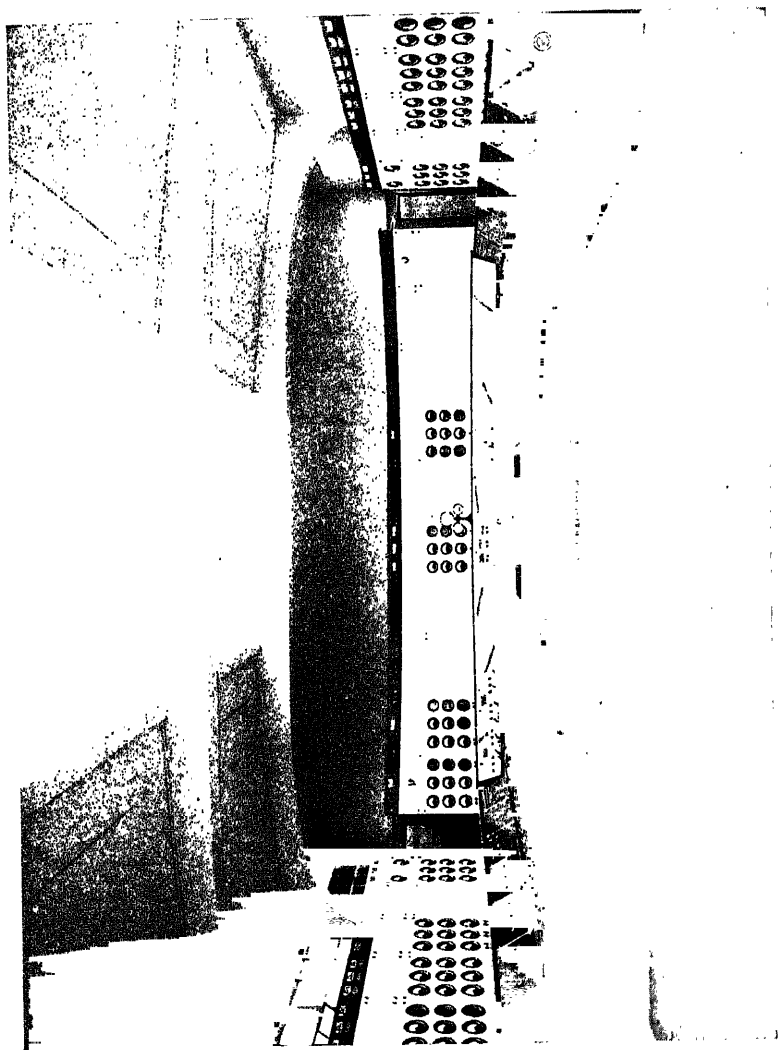


Abb. 19. Schaltwarte des Umspannwerkes Prag-Süd.

Betriebes werden meistens in die Erzeugerständerrückwicklung eingebaute Thermoelemente benützt.

Differentialwattrelais für den Schutz von Umspannern werden nicht angewendet, da diese bei der heutigen Konstruktion der Umspanner nicht nötig sind und überdies besondere Wandler erfordern. Auch das Buchholzrelais wird nur selten angewendet.

Zum Schutze von Übertragungs- und Speiseleitungen wendet man hauptsächlich Überstromrelais, meist mit halbabhängiger Charakteristik und Distanzrelais an, beide Ausführungen von der Energierichtung unabhängig oder als Richtungsrelais. Die einzelnen hintereinanderliegenden Relais staffelt man um 0,5 bzw. 0,7 s (letztere Zeit bei den Distanzrelais) ab, wobei man als höchste Einstellung nicht mehr als 4 s, meistens aber 2 s anstrebt.

Da in Höchstspannungsanlagen, wie schon früher erwähnt, auf der Hochvoltseite meist keine Spannungswandler vorhanden sind, so schließt man die Spannungsspule der Distanzrelais an Spannungswandler der Niedersvoltseite an und kompensiert den im Umspanner auftreten-

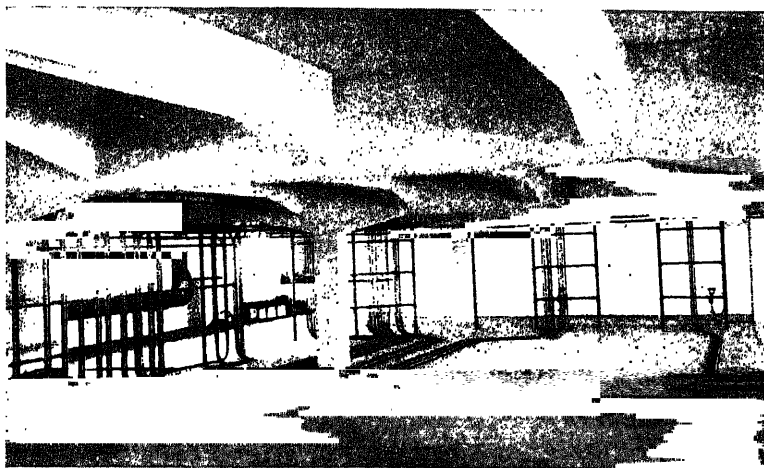


Abb. 20. Anordnung der Hilfskabel im Raum unter der Schaltwarte im Umspannwerk Prag-Stüd.

den Spannungsabfall durch vom Belastungsstrom beeinflusste Kompensatoren aus. In besonderen Fällen werden auch Spannungskompensatoren zur Kompensation einer etwaigen Verschiebung des Neutralpunktes verwendet.

Meßinstrumente

Profilinstrumente sollten nicht nur für Schaltpulte, sondern auch für Schalttafeln den runden Instrumenten vorgezogen werden, da sie sich einerseits bequem ablesen lassen und anderseits weniger Raum beanspruchen als runde Instrumente. Als direkt anzeigende Meßgeräte bevorzugt man bei Gleichstrom Drehspulinstrumente, bei Drehstrom Drehfeldinstrumente vor den Dreheiseninstrumenten.

Die Meßinstrumente, die Signal- und Steuerapparate sowie die Schnellregler mit den etwaigen Strombegrenzern werden in der Schaltwarte auf Schaltpulten und auf den vorderen Feldern der meist in Hufeisenform angeordneten Schalttafeln untergebracht. Alle Relais, Zähler und schreibenden Meßgeräte werden auf den rückwärtigen Schalttafel-

feldern montiert. Dabei strebt man an, daß jeweils das vordere Schalttafeld mit dem rückseitigen in seiner Lage übereinstimmt. Dadurch wird einerseits eine größere Übersichtlichkeit erzielt, und andererseits werden alle Verbindungsleitungen verkürzt, Abb. 19 zeigt die Ausführung der Schaltwarte im Umspannwerk Prag-Süd, Abb. 20 den Raum unterhalb dieser Schaltwarte für die Hilfskabel.

Résumé

Il y a quelques années on ne portait que peu d'intérêt à la question de l'appareillage des postes de manœuvre, puis on est tombé dans l'excès contraire en exagérant l'emploi d'appareils inutiles, enfin on est arrivé à la conclusion qu'un poste de manœuvre ne peut être économique et travailler avec sécurité que dans le cas où l'appareillage est réduit au strict nécessaire et disposé d'une façon claire et simple.

En Tchécoslovaquie on n'employait à peu d'exceptions rien que des postes intérieurs. Il n'y a que les stations de transformateurs, qu'on préfère maintenant exécuter comme poste extérieur. On décrit des postes usuels, la construction des cloisons de séparation des phases, la construction de l'appareillage et surtout celle des interrupteurs dans l'huile. Comme exemple d'installations exécutées on présente la centrale d'Ervěnice et les stations de transformateurs de Prague-Nord et Prague-Sud. On donne des directives de la construction de l'appareillage employé, des interrupteurs dans l'huile de grande puissance, des sectionneurs, des transformateurs d'intensité, des isolateurs de traversée et de support de haute tension. On a toujours pu éviter les transformateurs d'intensité et de tension dans l'huile dans les postes à très haute tension. Les interrupteurs dans l'huile et les sectionneurs pour 110 kV de la centrale Ervěnice sont donnés à titre d'exemple d'appareillage à très haute tension. On discute la construction de transformateurs, ainsi que leur choix. On mentionne la régulation de tension nécessaire pour l'échange de l'énergie électrique entre différentes centrales. On parle des dispositifs de protection contre la surintensité, le courant à la terre et les surtensions, soit les bobines de réactance et d'amortissement et les dispositifs de dérivation de surtension. Les installations à très haute tension avec neutre à la terre ont donné pleine satisfaction.

On discute les dispositifs de protection à employer lorsqu'il s'agit de centrales, de stations de transformateurs, de lignes de transport d'énergie électrique et de "feeders".

Finalement on discute le choix des instruments de mesure et la disposition de la salle de commande.

Deutschland

Gekapselte Schaltanlagen für Hochspannung

Zentralverband der deutschen elektrotechnischen Industrie
und Vereinigung der Elektrizitätswerke

C. Cippitelli und Mitarbeiter

Gekapselte Schaltanlagen für Hochspannung finden in Deutschland ebensolange Verwendung wie die Hochspannung selbst. Die ersten Zentralen, in denen man auf Hochspannungsspeisung übergegangen war, hatten noch keine getrennten Schalthäuser. An einer Wand des Maschinenhauses fanden die Schaltanlagen Aufstellung. Dadurch war die Notwendigkeit einer Kapselung gegeben, da Berührung der spannungsführenden Teile durch das Bedienungspersonal unmöglich gemacht werden sollte. Diese gekapselten Schaltanlagen waren vorwiegend als Schaltwagenanlagen ausgeführt. Mit der Vergrößerung der Zentralen kam die Schaffung eigener Schalthäuser, in denen die offene Zellenanordnung bevorzugt wurde. Gekapselte Schaltanlagen fanden außerdem in Unterstationen Verwendung, da die zunehmende Einführung des elektrischen Antriebes die Übertragung mit Hochspannung erforderlich machte. Vorerst war dabei noch die Forderung, die Berührung spannungsführender Teile unmöglich zu machen, ausschlaggebend. In Unterstationen kamen jedoch auch Schaltanlagen in offener Ausführung mehr und mehr in Aufnahme. In Betrieben, in denen Hochspannungsanlagen in feuchten Räumen Aufstellung finden mußten, wie Gruben und chemische Fabriken, wurden nach wie vor gekapselte Anlagen bevorzugt. In Grubenbetrieben machte die Rücksicht auf geringen Raumbedarf und die Möglichkeit schneller Verlegung der Schaltanlagen die Schaffung geeigneter Ausführungen notwendig. Neuerdings hat der Platzmangel in Großstädten zur Verwendung gekapselter Schaltanlagen in gedrängtester Bauweise gezwungen. Dabei wurden englische Anlagen mit vergossenen Sammelschienen zum Vorbild genommen. Interessant ist die Mitteilung von *Probst* in der ETZ 1928, daß in Deutschland gekapselte Schaltwagenanlagen mit vergossenen Sammelschienen zur gleichen Zeit angegeben wurden, in der die englischen Anlagen entstanden. Die Leiter der Elektrizitätswerke konnten sich jedoch nicht zur Einführung derartiger Anlagen entschließen. Die Kosten der gekapselten, mit Masse vergossenen Anlagen erschienen im Verhältnis zu den offenen Anlagen zu hoch. Da massegefüllte Wandler und Kabelendverschlüsse häufig den bei Kurzschluß auftretenden Stoßkräften

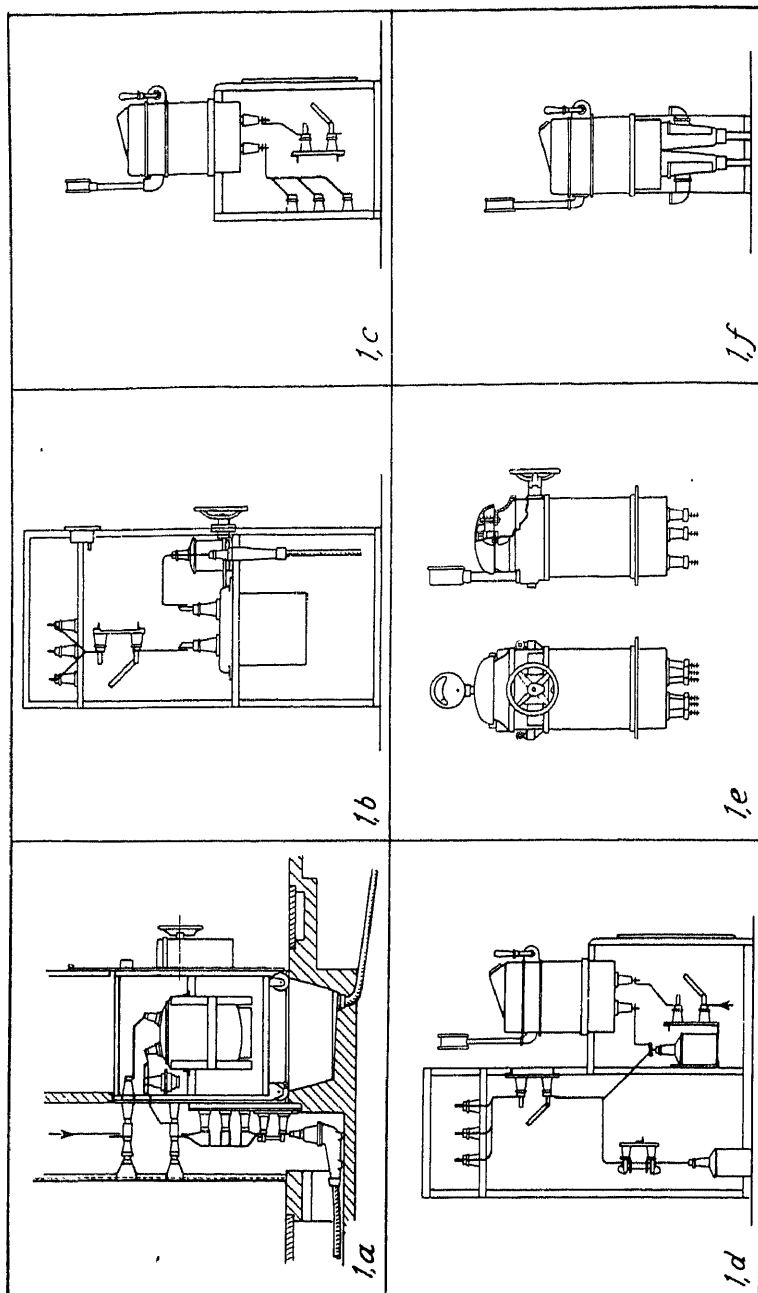


Abb. 1a. Schaltwagenanlage für 6 kV. — Abb. 1b. Schaltwagenanlage für 6 kV. — Abb. 1c. Schaltkastenanlage für 6 kV, Ölwechsler eingebaut. — Abb. 1d. Schaltkastenanlage für 6 kV, Ölwechsler eingebaut. — Abb. 1e. 6 kV Ölwechsler mit unteren Anschlüssen für Schaltkasten mit Plattenschutzkapselung. — Abb. 1f. 6 kV Schaltkasten. Durchführungen des Öl-schalters mit unteren Anschlüssen gemeinsam mit Kabelendverschlüssen vergossen.

nicht gewachsen waren und zu schweren Schäden Veranlassung gegeben hatten, bestand allgemein Abneigung gegen die Verwendung von Masse. Außerdem wurde Erwärmung der im Betrieb nicht zu überwachenden Kontaktstellen befürchtet.

In den letzten 25 Jahren haben sich in Deutschland alle Arten von gekapselten Schaltanlagen, wie Schaltwagen, Schaltschränke, Schaltkasten und gußgekapselte Verteilungen, behauptet.

Schaltwagen (Abb. 1a) und Schaltschränke (Abb. 1b) sind solche gekapselten Schaltanlagen, bei denen normale Schaltapparate in einem geschlossenen Blechgehäuse zu einer Einheit vereinigt sind. Schaltschränke finden außer in Reihenanordnung mit Sammelschienen auch für Einzelabzweige ohne Sammelschienen Verwendung. In Betrieben mit Hochspannungsmotoren werden derartige Schaltschränke in nächster Nähe der Motoren aufgestellt. Sie enthalten die Kabelendverschlüsse, Trennschalter, Ölschalter und zugehörigen Wandler. Schaltschränke in Reihenanordnung mit Einfach- oder Doppelsammelschienen trifft man in Deutschland häufig in Unterstationen von Elektrizitätswerken größerer Städte. Auch Schaltwagenausführungen sind vereinzelt wieder in Aufnahme gekommen, dann aber meist für recht ansehnliche Schaltleistungen.

Unter Schaltkasten ist eine gekapselte Anlage zu verstehen, bei der der Ölschalter ein besonderer Teil der Schaltanlage ist. Er besitzt häufig unten liegende Anschlüsse. Die Schaffung von Schaltern mit unteren Anschlüssen bedeutete für die Betriebssicherheit der gekapselten Schaltanlagen einen Fortschritt. Bei Schaltschrank- und Schaltwagenausführungen hatte ein Ölschalterdefekt eine Außerbetriebsetzung der gesamten Anlage zur Folge, da die Sammelschienen, Trennschalter und Wandler bei einem Ölschalterschaden verrosteten und infolgedessen überschlugen. Durch Trennung der Ölschalter von den übrigen Apparaten war eigentlich erst die Möglichkeit der Weiterentwicklung gekapselter Schaltanlagen gegeben. Der Ölschalter wird gewöhnlich auf dem Gehäuse, in dem sich die Sammelschienen, Trennschalter, Wandler und Kabelendverschlüsse befinden, aufgebaut (Abb. 1c) oder an das Gehäuse angebaut (Abb. 1d). Ölschalter mit unteren Anschlüssen besitzen allerdings den Nachteil, daß die unteren Kontakte nur nach Entleerung des Ölkessels zugänglich sind.

Schaltkastenanlagen haben sich aus den Bedürfnissen des Grubenbetriebes und des Betriebes in chemischen Fabriken entwickelt. In der chemischen Industrie kamen Schaltkasten sehr rasch in Aufnahme. Mit Rücksicht auf Feuersicherheit fanden die Schaltanlagen außerhalb der Fabrikationsräume oder in anschließenden, von ihnen völlig abgeschlossenen Räumen Aufstellung. Dadurch waren sie nach Möglichkeit den Einflüssen der Säuredämpfe entzogen. Je nach Bedarf waren Schaltkasten für Einzelabzweige ohne Sammelschienen oder Schaltkasten für Reihenanordnung mit Sammelschienen eingebaut. Die Sammelschientrennschalter und Kabelendverschlüsse waren dabei meist unterhalb des Ölschalters in getrennten Kästen angeordnet. Eine weitere Ausführungsart, bei der sich Sammelschienen und Wandler in

einem Schrank hinter dem Ölschalter befinden, wurde besonders dort bevorzugt, wo genügend Platz vorhanden war und Doppelsammelschienen erforderlich waren. Mit wenig Änderungen haben sich diese Schaltkastenanlagen erhalten. Teilweise erfuhren sie konstruktive Änderungen, um ihren Platzbedarf zu verringern. Hier ist beispielsweise der Einbau von Schubtrennschaltern statt gewöhnlicher Trennschalter zu erwähnen, die bei Schaltkasten mit ankommendem und abgehendem Kabel eine Zusammendrängung der Schaltanlage ermöglichen.

In Bergwerksbetrieben waren untertage anfangs offene Anlagen in Anwendung. Da die Räume, in denen diese Schaltanlagen untergebracht waren, in nächster Nähe der Bewetterungsschächte lagen, bestanden gegen den Betrieb offener Anlagen keine Bedenken. Mit zunehmender Erweiterung der Gruben verschoben sich die Hauptbelastungspunkte, die früher in nächster Nähe der Bewetterungsschächte gelegen hatten, weiter in die Gruben hinein. Dadurch wurden Schaltanlagen erforderlich, die schlagwettersicher und spritzwasserdicht waren. Zuerst genügten Schaltschränke, Schaltwagen oder Schaltkasten. Die Berieselung in Kohlengruben und die Unterbringung der Schaltanlagen in der Nähe der ausziehenden Schächte machten Anlagen erforderlich, bei denen auch die Sammelschienen vollkommen abgeschlossen waren. Durch Verlegung der Sammelschienen unter Öl ergab sich für die Schaltanlagen geringster Raumbedarf und weitgehendster Schutz vor Verschmutzung. Derartige Schaltkasten finden in Deutschland in Grubenbetrieben untertage bis heute Verwendung. Da sie eine geschlossene Einheit darstellen, werden sie durch Veränderung des Gebirges nicht beeinflusst und erleichtern bei Verlegung der Schaltanlage die Montage. Schaltschränke, Schaltwagen und Schaltkasten wurden selten für Spannungen über 6 kV ausgeführt.

Abb. 1c zeigt einen Spezialölschalter für 6 kV mit unteren Anschlüssen, wie er für Schaltkasten Verwendung findet. Für Schlagwettersicherheit ist durch Plattenschutzkapselung am Deckel gesorgt. Abb. 1f gibt die Ansicht eines Schaltkastens, bei dem ein Ölschalter mit unteren Anschlüssen auf ein Blechgehäuse mit Kabelendverschlüssen für Zu- und Ableitung aufgebaut ist. Die Kabelendverschlüsse werden gemeinsam mit den Ölschalterdurchführungen vergossen. Derartige Schaltkasten finden für Untertagebetriebe Verwendung, und zwar in Verbindung mit Schaltkasten, in denen Trennschalter und Sammelschienen unter Öl angeordnet sind. Eine weitere für Grubenbetriebe geeignete Schaltanlagenausführung für 3 kV, Zusammenbau eines Grubentransformators mit einem Ölschalter zu einer Einheit, zeigt Abb. 2. Der Transformator besitzt eine Leistung von 50 kVA, der Ölraum des Schalters ist von dem des Transformators getrennt.

Bei den bisher beschriebenen gekapselten Schaltanlagen, mit Ausnahme der zuletzt erwähnten, war der Ölschalter keine Sonderkonstruktion. Bei den nun folgenden „gußgekapselten Verteilungen“ handelt es sich um gekapselte Schaltanlagen, bei denen jeder Schaltapparat organisch in die Anlage eingefügt ist. Eine Änderung in der grundsätz-

lichen Schaltung der Verteilung bedingt eine Umkonstruktion. In Deutschland konnten sich derartige, in England seit 20 Jahren gebräuchliche, nach *Reyrolle* ausgeführte, gußgekapselte Verteilungen erst 1927 einführen. Raummangel für Unter- und Verteilungsstationen zwang einige deutsche Großstädte zur Verwendung von vergossenen

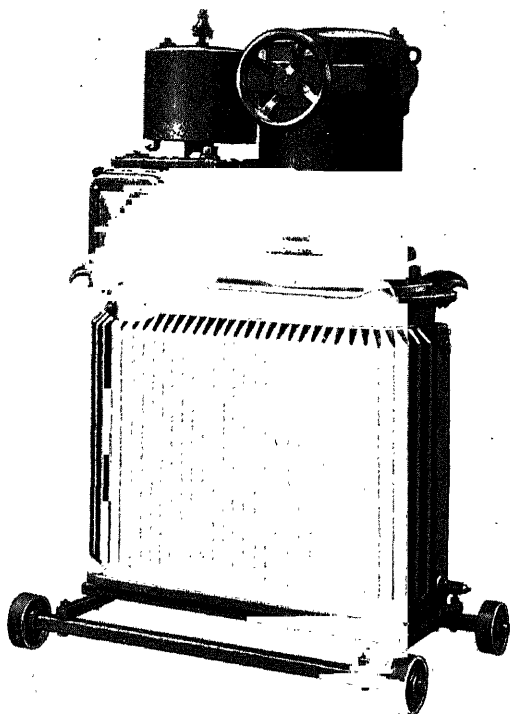


Abb. 2. 3 kV Grubentransformator mit Ölschalter zusammengebaut.

Schaltanlagen. Verringerter Raumbedarf ergibt sich durch die Verkleinerung der Abstände bei gleicher Prüfspannung. Es läßt sich eine Ersparnis an umbautem Raum bis etwa 70 % erzielen. Die Gesamtkosten der Schaltanlage verringern sich jedoch nicht, da gußgekapselte Verteilungen teurer als normale Stationen sind. Eine Kostenersparnis ergibt sich erst durch Fortfall des Erwerbs besonderer Grundstücke, durch Ausnützung des Raumes unter Straßen und Plätzen oder durch Unterbringung in vorhandene Keller und auf Bauplätzen, die für offene Anlagen zu klein sind. Da es möglich ist, die Schaltanlage in den Verbrauchsschwerpunkt zu legen, ergeben sich mitunter recht beträcht-

liche Ersparnisse an Kabelkosten. Beim Vergleich der Kosten einer gußgekapselten Verteilung mit einer offenen Schaltanlage muß berücksichtigt werden, daß die einzelnen Felder dieser Verteilungen in der Fabrik fertig zusammengebaut werden, und sich dadurch die Montage an Ort und Stelle erheblich billiger stellt. Ferner läßt sich eine derartige

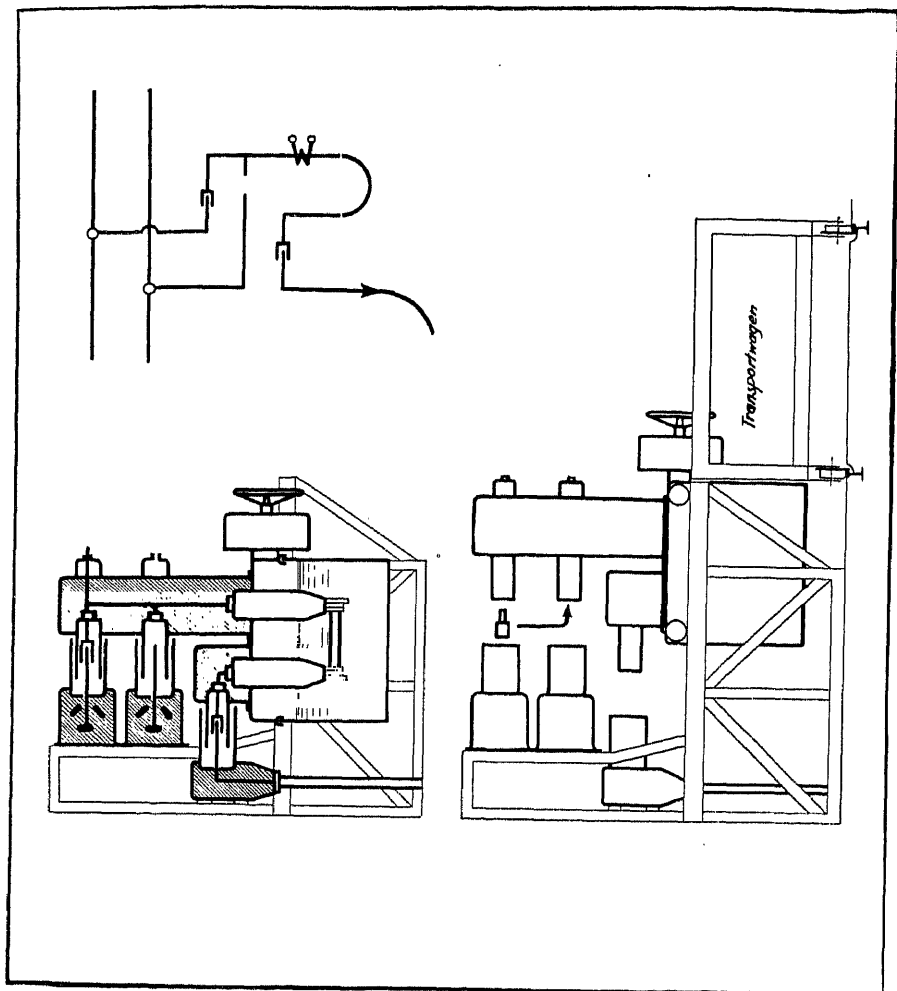


Abb. 3. Schema einer 10 kV gußgekapselten Verteilung. Ausführung ähnlich *Reyrolle*.

Anlage mit geringerem Kostenaufwand als eine offene Anlage an eine andere Stelle des Netzes verlegen.

Im Betrieb bieten gußgekapselte Verteilungen dadurch Vorteile, daß die Schaltanlage infolge der geringeren Ausdehnung übersichtlicher wird, eine unbeabsichtigte Berührung unter Spannung stehender Teile ausgeschlossen ist, und die Anlagenteile der Verstaubung nicht ausgesetzt sind. Andererseits muß bei der Montage der in der Verguß-

masse liegenden, stromführenden Teile besonders sorgfältig verfahren werden, da schlechte Kontakte einer Nachkontrolle schwer unterzogen werden können und sich auch nachträglich in den seltensten Fällen feststellen lassen. Es besteht daher die Gefahr der Explosion infolge Erwärmung von schlechten Kontaktstellen. Werden die Verbindungsstellen sorgfältig ausgeführt, so bleiben sie auch dauernd zuverlässig, da eine Oxydation durch den Masseabschluß verhindert ist. Durch Verwendung von Isoliermasse nimmt man die dieser anhaftenden Mängel in Kauf. Da die Füllmasse nicht zur Rissebildung neigen darf, kommt hauptsächlich vaselineartige Masse in Frage, die warm vergossen wird. Öl als Ausgußmittel hat wohl den Vorteil, daß es kalt vergossen werden kann. Die Abdichtung der Anschlußstücke bietet aber Schwierigkeiten; außerdem muß der Guß öldicht sein. Einwandfreie Abdichtung der Anschlußstücke ist mit Cellon oder mit Gummi zu erreichen. Der Gummi muß aber wenig saugfähig sein und darf sich, auch in heißem Öl, nicht verändern. Alle anderen Dichtungsmaterialien, wie Kork und Klingerit sind unzuverlässig. Zur Erhöhung der Öldichtigkeit des Gusses empfiehlt es sich, die Gußwände mit Bakelit zu streichen. Statt vaselineartiger Masse kann auch Öl mit unbrennbaren Zusätzen als Ausgußmasse verwendet werden, gegebenenfalls mit weiteren Zusätzen, die eine Entmischung des Ölgemenges verhindern. Derartige Gemische, deren Flammpunkt etwa 80° höher liegt als der des Öles, lassen sich kalt verfüllen. Vaselineartige Masse muß bei 100° eingefüllt werden und vermindert ihr Volumen bei Abkühlung auf 20° um 4,8%. Erdölpech, das zum Verfüllen auf 140° erhitzt werden muß, besitzt bei Abkühlung auf 20° eine Volumenverminderung von 8,4%. Bei Vergießung der einzelnen Schaltanlage teile muß daher mit größter Sorgfalt verfahren werden.

In Deutschland wurde zuerst die in Abb. 3 im Schnittschema gezeigte gußgekapselte Verteilung in Betrieb genommen. Sie wurde für die Berliner Städtischen Elektrizitätswerke ausgeführt. Die für 10 kV bestimmte Verteilung wird nur mit 6 kV betrieben. Die Betriebsstromstärke der Sammelschienen beträgt 600 A, die der Ölschalter 350 A. Im Prinzip weicht diese Verteilung nicht von der Ausführung nach *Reyrolle* ab. Es ist jedoch darauf mehr Rücksicht genommen, daß die Anlage vorwiegend in feuchten Räumen montiert werden muß. Die Schlagweite unter Masse ist mit 35 mm und die Kriechwege mit 50 mm festgelegt. Die Prüfspannung beträgt nach den R.E.H. 1928 42 kV gegen 24 kV bei den englischen Anlagen. Für die becherförmigen Isolatoren, die die Steckkontakte umkleiden, wurde Porzellan gewählt. Ebenso wie bei *Reyrolle* sind die Sammelschienen und die Verbindung zwischen Ölschalter und Steckanschlüssen vergossen. Die Umschaltung auf die andere Sammelschiene wird durch umsteckbare Steckkontakte bei herausgezogenem Feld vorgenommen. Durch Abdeckplatten ist dafür gesorgt, daß auch bei ausgezogenem Feld eine Berührung spannungsführender Teile unmöglich ist. Eine mechanische Anzeigevorrichtung läßt bei eingefahrenem Feld erkennen, auf welche Sammelschiene das Feld geschaltet ist. Die Meßinstrumente und Relais sind auf dem

ausfahrbaren Teil des Feldes aufgebaut. Die Ölschalter sind entsprechend der Forderung ausreichender Ausschaltleistung — 150 MVA — entsprechend kräftig ausgebildet. Abb. 4 gibt die Ansicht des in Abb. 3 im Schnittschema gezeigten Feldes wieder.

Eine gußgekapselte Verteilung ähnlicher Bauart, die in größerer Anzahl in Berliner Unterstationen Verwendung findet, zeigt Abb. 5. Die für 10 kV gebaute Schaltanlage wird nur mit 6 kV betrieben. Auf

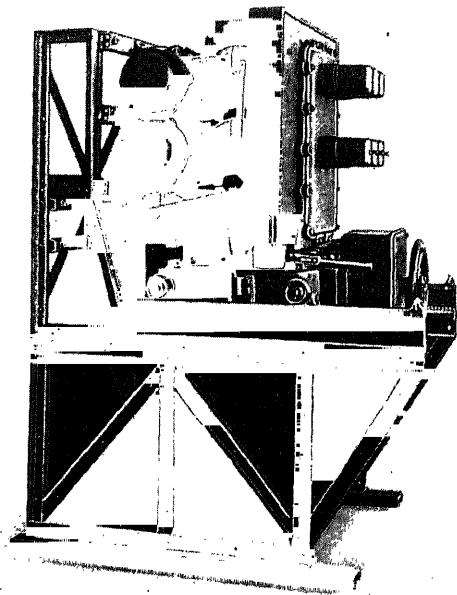


Abb. 4. Ansicht eines 10 kV ölgefüllten Verteilungsfeldes. Ausführung ähn

einen hinteren Montagegang kann, da alle Teile sich von vorn aus befestigen lassen, verzichtet werden. Die Ölschalter sind für 600 A Nennstrom und eine Ausschaltleistung von 200 MVA bemessen. Infolge Unterstützung des Ölschalters in der Nähe des Schwerpunktes durch Rollen kann die Ausfahrbahn sehr kurz gehalten werden, wodurch sich eine weitere Raumersparnis ergibt. Die dichte Kapselung aller Relais und Meßinstrumente im Oberteil des Feldes gewährt auch in feuchten Räumen einen guten Abschluß und macht die Verteilung geeignet für Aufstellung in Kellern und ungeheizten Stationen. Müssen die Ölschalter große Stoßströme bewältigen, so können sie zweckmäßig mit Preßluftantrieb ausgerüstet werden. Wie Abb. 6 zeigt, ergeben sich dadurch keine größeren Abmessungen. Da der Preßluftantrieb billig im

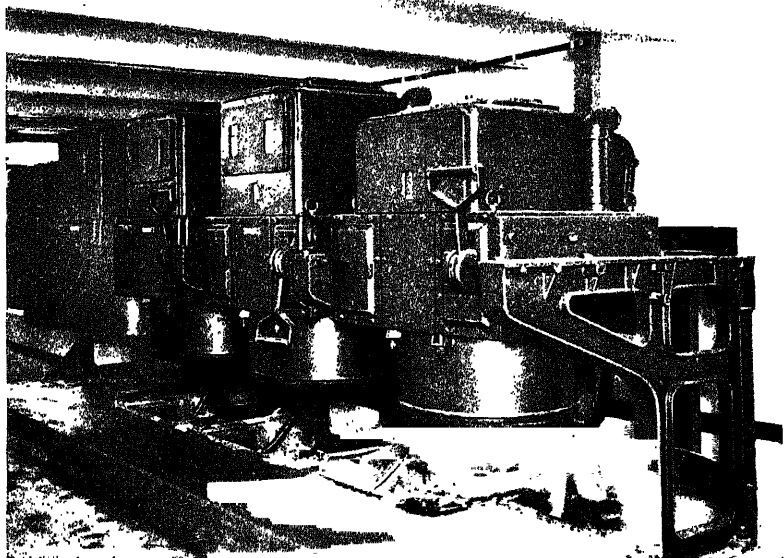


Abb. 5. Ansicht einer 10 kV gußgekapselten Verteilung. Ausführung ähnlich *Reyrolle*.

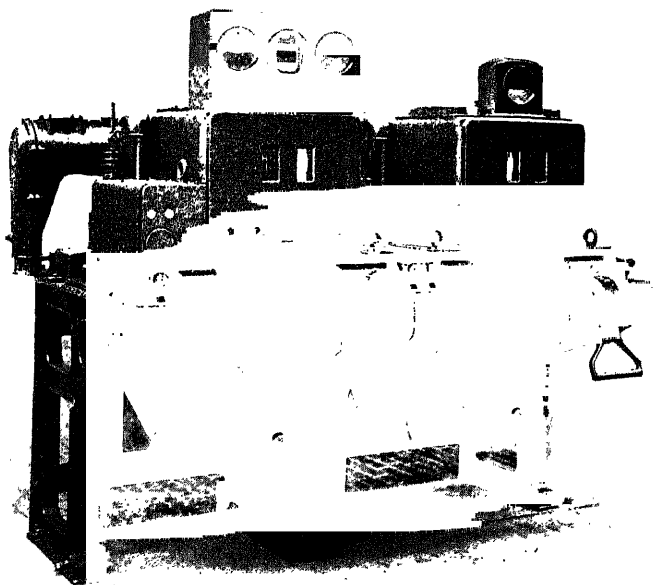


Abb. 6. Ansicht einer 10 kV gußgekapselten Verteilung. Ausführung ähnlich *Reyrolle*, mit Druckluftantrieb.

Bau und in der Unterhaltung ist und zuverlässig in der Arbeitsweise, so ist er ein zweckmäßiges Hilfsmittel für den Fernantrieb derartiger Verteilungen.

Bei den bisher erwähnten Ausführungen kann die Umschaltung eines Feldes auf eine andere Sammelschiene nur in ausgezogenem Zustande

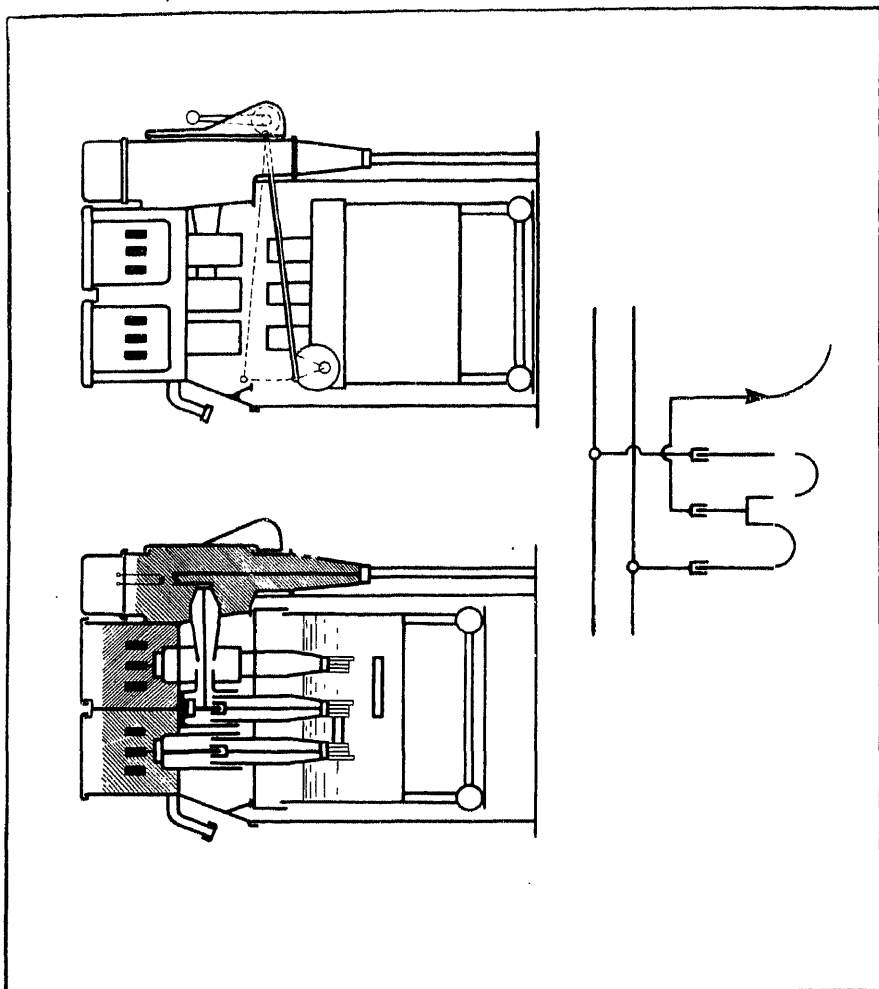


Abb. 7. Schema einer 10 kV gußgekapselften Verteilung. Ausführung ähnlich *Ferguson*.

vorgenommen werden. Bei der für die Städtischen Elektrizitätswerke München gebauten gußgekapselften Verteilung kann die Umschaltung eines Abzweiges von einem Sammelschienensystem auf das andere erfolgen, ohne daß das Feld herausgezogen werden muß. Nach dem Vorbild von *Ferguson* ist dieses Verteilungsfeld mit vertikal ausfahrbarem Ölschalter, der als Doppelölschalter ausgebildet ist, ausgeführt. Bei der gußgekapselften Verteilung mit Doppelölschalter ist ein Gang

hinter dem Feld zum Ausfahren des Ölschalters erforderlich. Der Platzbedarf gegenüber der zuerst erwähnten Ausführung mit ausfahrbarem Schaltfeld ist jedoch nicht größer, da auch bei diesem mit Rücksicht auf Revisionsarbeiten nach Möglichkeit ein Gang hinter dem Feld vorgesehen wird. Abb. 7 zeigt ein Schnittschema und Abb. 8 die Ansicht des gußgekapselten Verteilungsfeldes mit Doppelölschalter für eine Betriebsstromstärke von 350 A des Ölschalters und 1000 A der Sammelschienen. Für diese Ausführung gilt bezüglich der Prüfspannung und Kriechwege das über die vorerwähnten Verteilungen Gesagte. Der Ölschalter ist für eine Ausschaltleistung von 150 MVA bemessen. Die Verteilung wird zur Zeit nur mit 5 kV betrieben.

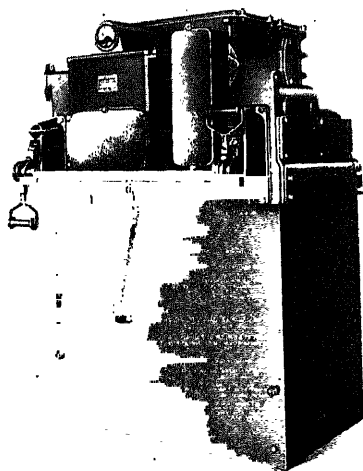


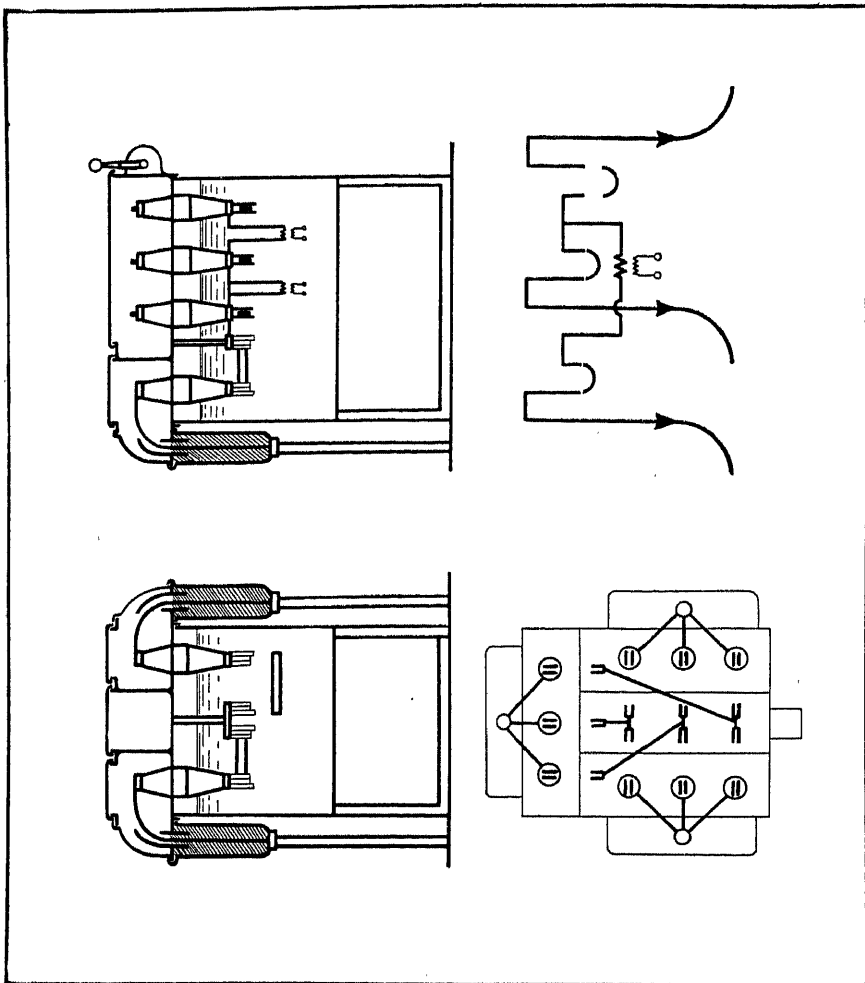
Abb. 8. Ansicht eines 10 kV Verteilungsfeldes. Ausführung ähnlich *Ferguson*.

Um das bei den gekapselten Verteilungen nach *Reyrolle* notwendige Ausfahren bei Umschaltung der Sammelschienen zu vermeiden, wird noch eine geänderte Ausführung nach dem *Reyrolle*-System in Deutschland gebaut, bei der die Umschaltung durch Trennschalter mit Hebelantrieb erfolgt.

Beim Vergleich der Kosten einer gußgekapselten Verteilung mit denen einer offenen Anlage ergibt sich, daß die gußgekapselte Verteilung, wenn nur die produktiven Kosten der elektrischen Ausrüstung berücksichtigt werden, etwa doppelt so teuer als eine offene Anlage wird.

Außer diesen gußgekapselten Verteilungen, die vorwiegend für die Unterstationen von Elektrizitätswerken größerer Städte bestimmt sind, hat sich die Entwicklung von Spezialausführungen als notwendig er-

wiesen. So entstanden gußgekapselte Verteilungen für Ringkabel-anschluß. Bei diesen Schaltanlagen soll von einem Ringkabel über einen Ölschalter ein Abzweig für eine Verbrauchergruppe angeschlossen werden. Das Ringkabel wird an je einem Endverschluß ein- bzw. ausgeführt. Die Verbindung zwischen den beiden Endverschlüssen stellen



zwei in Serie liegende Öltrennschalter dar, in deren Mitte der Ölschalter für den Abzweig liegt. Der Anschluß des Abzweiges erfolgt an einem dritten Endverschluß. Von dieser Schaltanlagenart werden zwei Ausführungen gebaut, und zwar eine für Innenraum und eine für Freiluft.

Bei der Ausführung für Innenraum befinden sich die Öltrennschalter im gleichen Ölfäß wie der Ölschalter, während bei der Freiluftausführung die Öltrennschalter in einem besonderen Ölfäß untergebracht

sind. Abb. 9 zeigt ein Schnittschema und Abb. 10 die Ansicht des gußgekapselten Verteilungsfeldes für Ringkabelanschluß in Innenraumausführung. Das Feld ist für 10 kV gebaut. Bei Verwendung für 6 kV werden nur die Kabelendverschlüsse mit Masse vergossen. Die Verbindungsleitungen zwischen Kabelendverschluß und Ölschalter bzw. Öltrennschaltern bleiben, wie in Abb. 9 gezeigt, unvergossen.

In Abb. 11 und 12 sind ein Schnittschema bzw. die Ansicht des gußgekapselten Verteilungsfeldes in Freiluftausführung wiedergegeben, das

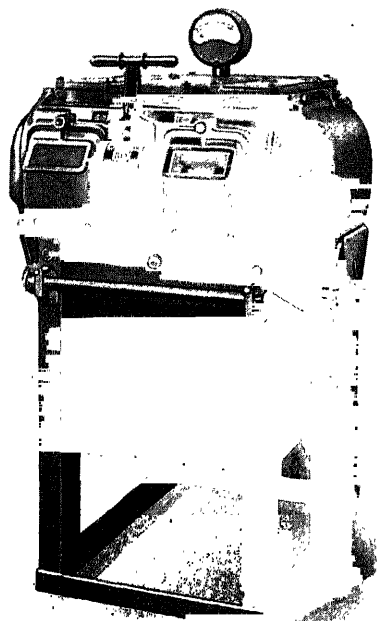


Abb. 10. Ansicht eines 10 kV gußgekapselten Verteilungsfeldes für Ringkabelanschluß. Ausführung für Innenraum.

für 10 kV bestimmt ist. Hier sind die Verbindungsräume zwischen den Kabelendverschlüssen und den Öltrennschaltern bzw. dem Ölschalter mit Masse vergossen. Der Ölschalter, dessen Durchführungen als Steckvorrichtungen ausgebildet sind, läßt sich nach Absenken seiner Fahrbühne ausfahren. Die Antriebe und Anzeigevorrichtungen des Ölschalters und der Öltrennschalter sind unter einer verschließbaren Klappe zusammengezogen. Da dieses Verteilungsfeld auch als Schaltanlage für Hochspannungskonsumenten gedacht ist, befindet sich für diesen Zweck in der Verschlußklappe eine kleinere Klappe, die dem Konsumenten zugänglich ist und nur die Ein- bzw. Ausschaltung des Ölschalters zuläßt. Die Betätigung der Öltrennschalter und die Ab-

senkung des Ölschalters kann nur durch das Elektrizitätswerk vorgenommen werden. Der Platzbedarf der gußgekapselten Verteilungsfelder für Ringkabelanschluß ist gering.

Nachdem sich in Europa Freiluftanlagen, vor allem wegen Herabsetzung der baulichen Kosten für höhere Spannungen, durchgesetzt

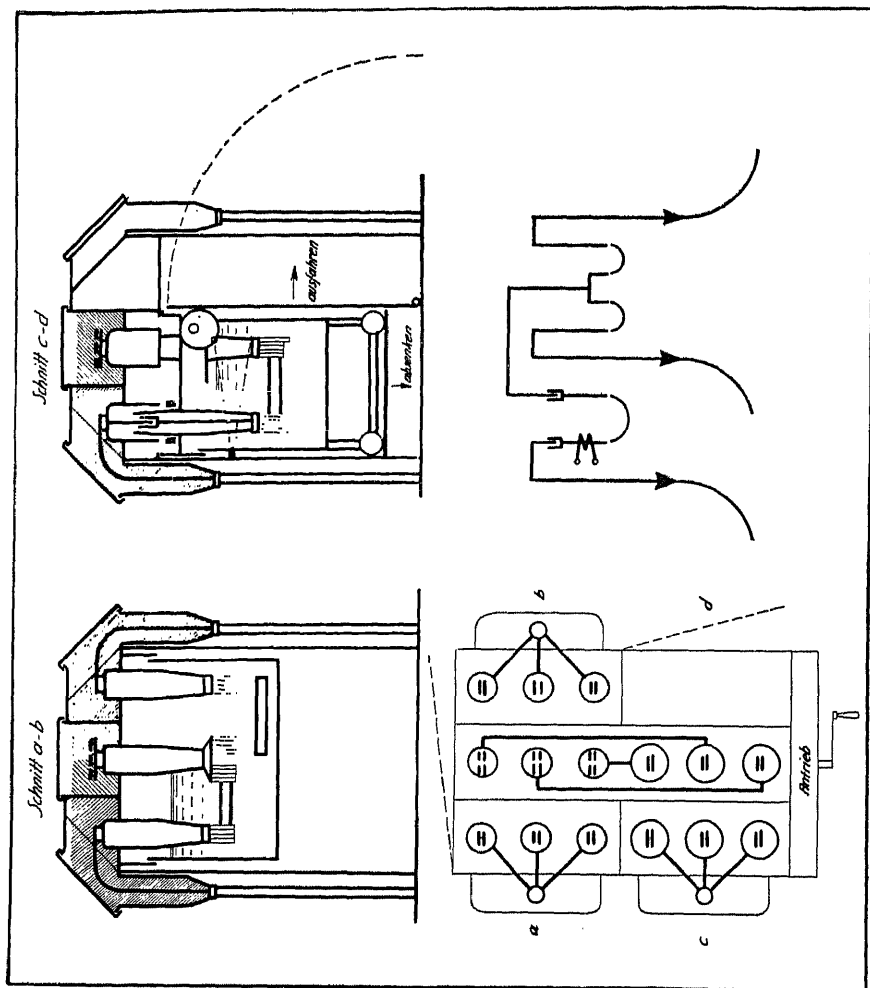


Abb. 11. Schema eines 10 kV gußgekapselten Verteilungsfeldes für Ringkabelanschluß. Ausführung für Freiluft.

haben, zeigte sich, daß unter 30 kV-Freiluftanlagen gegenüber umbauten Anlagen bezüglich der Erstellungskosten keine Vorteile bieten. Die Vergrößerung der Isolationsabstände, die sich durch den Einfluß von Staub, Papierfetzen, Vögeln, Schlappschnee u. dgl. notwendig machen, führen zu einer wesentlichen Verteuerung der elektrischen Ausrüstung der Klein-Freiluftanlagen. Man sah sich daher gezwungen, die mit hohen unproduktiven Kosten verbundenen umbauten Anlagen

beizubehalten. Bei drei Arten von Hochspannungsanlagen macht sich dies besonders unangenehm fühlbar. Bei Industrie-Hochspannungsanlagen, die der Stromzuführung vom Überlandwerk zum Fabrikunternehmen als Ersatz der Erzeugungsanlagen dienen, sollen die Anlagen möglichst kurzfristig erstellt werden. Ihre Errichtung soll mit geringen Kosten möglich sein, wenn geringere Kapitalien investiert werden sollen, als bei Vergrößerung der Eigen-Erzeugungsanlagen. Die Vergrößerung der meisten für kleine Anfangsleistung gebauten Anlagen soll sich auf einfache Weise und ohne allzu erhebliche Kosten durchführen lassen. Für Netzstützpunkte, die plötzlich anwachsen oder nur

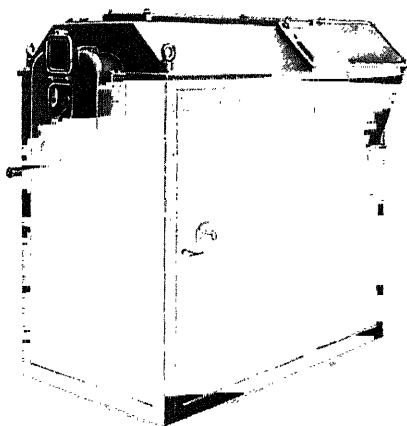


Abb. 12. Ansicht eines 10 kV ringkabelschalen Verteilungsfeldes für Ringkabelanschluß. Ansicht für Freiluft.

vorübergehend Bedeutung besitzen, wäre die Erstellung einer umbauten Anlage unwirtschaftlich. Für derartige Anlagen und für Verteilungsanlagen niederer Spannung in Freiluftstationen höherer Spannung entsprechen gekapselte Schaltanlagen, deren Erstellungskosten sich in wirtschaftlichen Grenzen halten, ein brauchbarer Ersatz für umbaute Anlagen zu werden.

Die möglichen Ausführungsformen derartig gekapselter Schaltanlagen für Freiluft lassen sich nach der Art der Sammelschienenanordnung oder nach dem Innenaufbau unterscheiden. Die Sammelschienen sind entweder ein Bestandteil des gekapselten Materials und dann ebenfalls gekapselt, oder sie sind unabhängig vom Schaltmaterial in der Anlage in Form von Seilen oder Rohr verlegt. Der Innenaufbau kann mit normalen Apparaten erfolgen, wobei die Porzellanisolatoren der Appa-

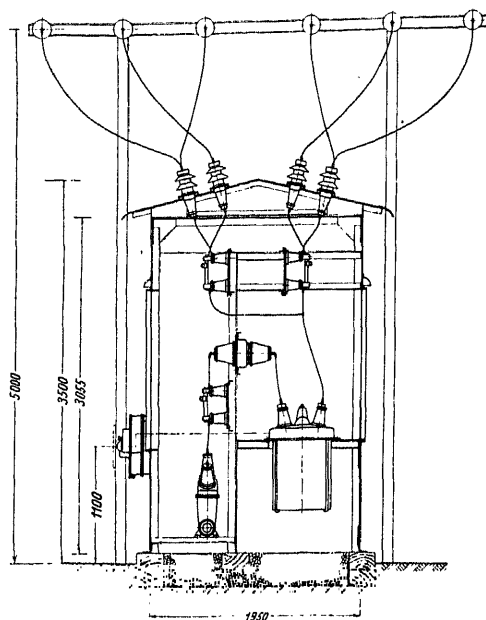


Abb. 13. 10 kV-Freiluft-Schaltzelle.

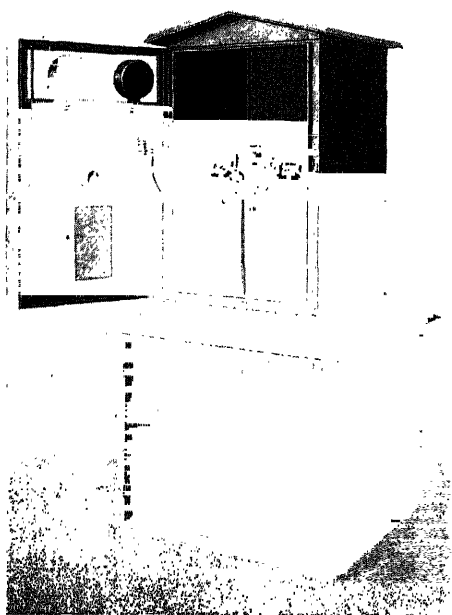


Abb. 14. 6 kV-Freiluft-Schaltkasten.

rate mit Rücksicht auf Schwitzwasserbildung mehr Rippen erhalten. Luft dient hier als Dielektrikum. Bei der zweiten Art der Innenausführung wird Luft durch ein anderes Dielektrikum, wie Öl oder Isoliermasse, ersetzt.

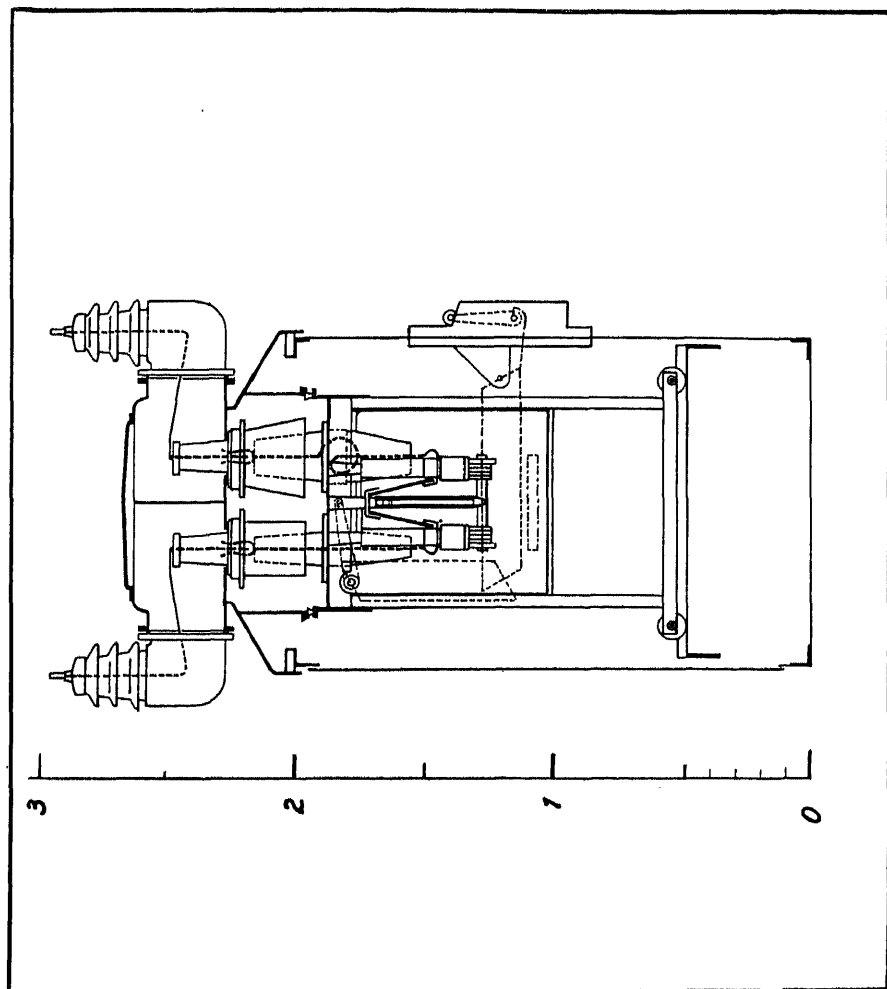


Abb. 15. 20 kV-Freiluft-Schaltkasten.

In Deutschland sind bisher Blechgehäusezellen mit außenliegender unabhängiger Sammelschiene ausgeführt worden. Abb. 13 zeigt einen Schnitt durch eine derartige Freiluftschaltzelle 10 kV für 200 A Betriebsstrom für einen Kabelabzweig mit Doppelsammelschienen-system. In Abb. 14 ist ein ortsveränderlicher Schaltkasten in Blechgehäuse 6 kV für Freiluft wiedergegeben, wie er für provisorische Schaltstationen größerer Baustellen Verwendung findet.

Eine Ausführungsart einer massegefüllten gekapselten Schaltanlage mit außenliegender nicht gekapselter Sammelschiene zeigt Abb. 15 im Schema und Abb. 16 in der Ansicht. Diese für 20 kV entwickelte Schaltanlage besteht aus einem Blechgehäuse mit gegossenem Ober-
 teil. Im Blechgehäuse befindet sich auf einer Fahrbühne der Ölschalter, dessen Durchführungen als Steckvorrichtungen ausgebildet sind und in Steckkontakten der becherförmigen Porzellandurchführungen im Deckel eingreifen. In einzelnen Kammern des Deckels befinden sich die Verbindungen zwischen den Durchführungen des Deckels und den vertikal angeordneten Einführungen. Diese Kammern sind mit Masse vergossen. Eine der Ölschalterdurchführungen ist gleichzeitig als Strom-

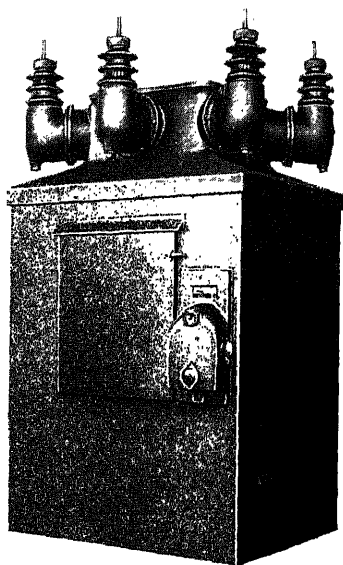


Abb. 16. Ansicht eines 20 kV-Freiluft-Schaltkastens.

wandler ausgebildet. Durch entsprechende Tragkonstruktionen sind die Ölschalterdurchführungen von den beim Schalten auftretenden Beanspruchungen entlastet.

Die Verwendung gußgekapselter Verteilungen für Freiluft, bei der auch die Sammelschienen gekapselt und mit Masse vergossen sind, ist ebenfalls möglich, ist jedoch die teuerste Ausführung. Am ehesten eignet sich zur Verwendung in Freiluft infolge ihres konstruktiven Aufbaues die in Abb. 7 und 8 gezeigte gußgekapselte Verteilung nach *Ferguson* mit vertikal absenkbarem Doppelölschalter. Durch entsprechende Vergrößerung und wasserdichte Kapselung läßt sich danach eine Freiluftverteilung für 20 kV bauen.

Die weiterhin noch mögliche Ausführungsart einer Blechgehäusezelle mit innenliegender Sammelschiene ist bisher in Deutschland noch nicht bekanntgeworden.

Bei der Verwendung von gekapselten Schaltanlagen mit gekapselten Sammelschienen können die Abstände geringer gehalten werden, da die Sammelschienen den Freilufteinflüssen entzogen sind. Daher ist der Platzbedarf derartiger Schaltanlagen klein. Nachteilig bemerkbar macht sich, daß jedes Schaltfeld ein unlösbarer Bestandteil der zu einem Ganzen verbundenen Schalterreihe ist und eine Auswechslung nur bei Außerbetriebsetzung des Ganzen möglich ist. Bei Auswechslung eines Elementes muß dies durch ein anderes ersetzt oder ein entsprechendes Sammelschienezwischenstück eingebaut werden. Bei den gekapselten Schaltanlagen mit außenliegenden Sammelschienen lassen sich Einzelelemente entfernen und neue Abzweige aufbauen, ohne daß der Betrieb der Anlage nennenswert gestört wird. Bei massegefüllten Freiluft-Schaltanlagen sind naturgemäß besondere Anforderungen hinsichtlich der Dichtigkeit und des Schutzes gegen das Eindringen von Feuchtigkeit zu stellen. Die Masse ist erheblichen Temperaturschwankungen unterworfen, muß also auch bei tiefen Temperaturen noch plastisch bleiben. Dem Eindringen von Feuchtigkeit ist durch vollkommene Abkapselung mit Dichtungsflächen oder durch Verwendung von Doppelwandungen mit Luftisolation zu begegnen. Bei der Verwendung von Doppelwandungen ist der Zutritt der Außenluft und die Durchzirkulation möglichst weitgehend zu unterbinden. In allen Fällen ist Abisolierung des Apparates bzw. Zelleninhaltes von der Bodenwärme und Bodenfeuchtigkeit erforderlich.

Summary

Iron-clad switchgear for high tension has been in use in Germany for many years. Such apparatus are built in the form of truck-type switchgear, switchgear pillars or switch boxes; in most cases no provision is made for compound filling for the bus bars. Truck-type switchgear is found in the substations of large towns, and pillar-type switchgear in the distribution equipment of private industrial plants and as switchgear for high tension motors. Preference is given to switchgear consisting of switch boxes in factories especially in the chemical industry and also in mines. Switch box units with compound filled bus bars are installed in mines mainly on account of their being gasproof. In view of the saving in space such equipment affords, iron-clad switchgear of the *Reyrolle* type has been used since 1927 in the distribution networks of several large towns, the bus bar insulating switches being replaced by change-over and apparatus similar to the *Ferguson* type switchgear with double-pole oil-immersed switches. Iron-clad switchgear for ring cable connection is used for special purposes and built both for indoor and outdoor plants.

Iron-clad switchgear is being increasingly employed nowadays in plants as a substitute for outdoor switchgear which offers no advantage over enclosed switchgear if the capacity is less than 30 kV.

The only equipment of this kind so far built is switchgear with non-enclosed, externally mounted bus bars and sheet iron outsides without compound filling or compound filled switch boxes.

Dieser Bericht entstand unter Mitarbeit von:

Dipl.-Ing. K. Büchner, Berlin
Dipl.-Ing. E. Frensdorff, Dresden
Dr. E. Krohne, Berlin

Dipl.-Ing. L. Kumlik, Dresden
Dipl.-Ing. G. Vincenz, Hamburg
Dipl.-Ing. E. v. Wiarda, Berlin.

Deutschland

Selbsttätige und ferngesteuerte Kraft- und Nebenwerke sowie Einrichtungen und Anordnungen der Nachrichtenübermittlung, der Fernmessung und der Fernsteuerung in Elektrizitätsversorgungsbetrieben

Zentralverband der deutschen elektrotechnischen Industrie
und Vereinigung der Elektrizitätswerke

Dr.-Ing. M. Schleicher und Mitarbeiter

Einleitung

Das Gesamtgebiet des Themas ist in seiner apparativen Ausbildung in Deutschland verhältnismäßig jung. Da in der Praxis der Bedarf nach Anordnungen der im Thema bezeichneten Art durch das schnelle Anwachsen der Netze und ihre zunehmende Verkopplung sehr groß geworden ist, ist die Entwicklung relativ schnell vor sich gegangen, jedoch bei weitem noch nicht abgeschlossen, und zwar weder nach der konstruktiven Seite noch in der Anwendung. Überblickt man die Entwicklung bis zum heutigen Tage, so kann man sagen, daß auf dem Gebiete der Automatik, besonders der Automatisierung von Lauf- und Speicherwasserwerken, intensiv gearbeitet wird. Besonders ist hier die Verwendung von Asynchronmaschinen im Gegensatz zur Entwicklung in anderen Ländern bemerkenswert. Ebenso werden entsprechend ihrer starken Verbreitung die Quecksilber-Dampfgleichrichter in wachsender Anzahl vollautomatisch oder halbautomatisch durch Fernsteuerung betrieben.

Eingang findet auch die Fernüberwachung und Fernsteuerung aller Art Anlagen, besonders in Bahnbetrieben, weil manche der Ansicht sind, daß die Fernüberwachung auch vollautomatischer Anlagen für den Betrieb ergänzend nötig ist. Auf dem Gebiete der Fernüberwachung, Fernbedienung und Fernmessung ist, solange es sich um die Übertragung auf Hilfsleitungen handelt, ein maßgebender Gesichtspunkt, so wenig als nur irgend möglich von der Erde als Rückleitung Gebrauch zu machen. Die Ursache hierfür ist die Gefährdung der Leitungen und Apparate sowie der Zuverlässigkeit der Zeichenübermittlung durch Erdgebiete, die durch Starkstromeinflüsse, und seien es nur zufällige, verseucht sind. Auch die oft als sehr scharf angesehenen Bestimmungen der Reichspost in dieser Richtung haben ihre Ursache in diesen technischen Gefahren. Die Kosten von Nachrichtenleitungen, ob es sich

um Anlagekosten neu zu verlegender Leitungen oder um jährliche Vergütungen für von der Post gemietete Leitungen handelt, führen zum Anwenden der Mehrfachausnutzung solcher Leitungen für alle möglichen Zwecke, genau so wie die Beschränkung der Wellenlängen auf dem Gebiete des Hochfrequenz-Nachrichtenwesens aus technischen Gründen nötig ist. Es setzen sich auf größere Entfernungen vor allem dabei die sog. Impulsmethoden durch, und zwar diejenigen, die mit Unterlagerungsgleich- oder -wechselstrom arbeiten. Da die Hochfrequenztelephonie längs Hochspannungsleitungen in Deutschland bereits in hohem Maße verwendet wird und diese genannten Methoden auch hierfür anwendbar sind, ist auch dies eine Ursache dafür, daß die Impulsmethoden dauernd an Bedeutung gewinnen. Man ist dabei, für die Apparate zum Fernmessen, Fernsteuern und Fernmelden bereits Leitsätze aufzustellen, die sich nach Möglichkeit den Starkstromregeln bezüglich Ausbildung der Relais und der Teile, die mit dem Starkstrom in Berührung kommen oder kommen können, anpassen sollen, um sich vor Betriebsstörungen, verursacht durch Zufälligkeiten, dieser enorm wichtigen Anlagen zu schützen. Ein weiteres Moment, auf das großer Wert gelegt wird, ist die Sicherung der Anlagen in der Richtung, daß Beschädigungen von Personen durch irgendwelche Zufälligkeiten soweit als möglich vermieden werden. Infolgedessen wird das Abschließen der Fernhilfsleitungen durch hochspannungssichere Ringübertrager wie auch der Einbau von Grob- und Feinschutzeinrichtungen sehr weit getrieben.

Weiterhin interessiert man sich sehr für Anordnungen, die die Übersichtlichkeit der Betriebsvorgänge und der Schaltanlagen erhöhen. Es sind seit einigen Jahren neben Blindschaltbildern mit Signallampen auch leuchtende Schaltbilder in Abhängigkeitsschaltung für Fernsteuerungsanlagen, Lastverteileranlagen in ziemlich weitgehendem Ausmaß und in verschiedenen Formen in Gebrauch. Die Schaltung letzterer Schaltbilder ist derart, daß man beim Auslösen von Schaltern ohne weiteres erkennen kann, welche Netz- oder Anlageteile dadurch stromlos geworden sind. Praktische Erfahrungen über den Nutzen von Fernreglern für den Betrieb stehen noch aus, doch erwartet man viel von ihnen, Fernschreiber und Fernbildübertragungsapparate sind in lebhafter Einführung und werden als willkommene Ergänzung für die in Aufnahme kommenden technischen Ausrüstungen der Lastverteileranlagen, die in steigendem Maße ausgebaut werden, angesehen.

I. Die allgemeinen Gesichtspunkte für die Anwendungsmöglichkeiten der automatischen und der ferngesteuerten Anlagen

Für das Automatisieren technischer Anlagen und einzelner technischer Einrichtungen sind vorwiegend wirtschaftliche Gesichtspunkte maßgebend. Ergibt die Wirtschaftlichkeitsrechnung wie überall, daß die Erzeugung einer Ware oder das Erreichen eines Zieles sich durch die Automatisierung des Betriebes verbilligt, so ist im allgemeinen ihre Anwendungsmöglichkeit schon gegeben.

Kommt noch hinzu, daß das Erzeugnis durch eine automatische Herstellung zugleich an Güte gewinnt oder daß der angestrebte Effekt mit größerer Zuverlässigkeit erzielt wird, so erhöht sich der Wert des automatischen Betriebes gegenüber der Handbedienung.

Oft genügen die letztgenannten Wirkungen bereits, um die Entscheidung zugunsten der Selbstbetätigung zu fällen, auch dann, wenn eine offenbare Ersparnis an Gesteckungskosten nicht ohne weiteres zu erkennen ist, so wird doch nach allgemein gültigen Regeln letzten Endes Güte und Zuverlässigkeit am wirtschaftlichen Erfolg teilhaben. Voraussetzung ist selbstverständlich, besonders in den Fällen, in denen eine unmittelbare Ersparnis nicht verbürgt ist, sondern mehr technische Gesichtspunkte bestimmend sind, daß an die Sicherheit der Automatik hohe Anforderungen gestellt werden können.

Die Kraft- und Nebenwerke großer Elektrizitätsnetze sind sowohl in Anbetracht ihrer hohen Anlagekosten als auch ihrer lebenswichtigen Aufgaben diejenigen Betriebe, für die weitgehende Zuverlässigkeit aller Einrichtungen unbedingt nötig ist. Nur in dem Ausmaß kann die Automatisierung Eingang finden, als dadurch die Betriebssicherheit und Betriebsbereitschaft gehoben wird, oder dann, wenn mehr wirtschaftliche Gründe vorliegen. Die Durchführbarkeit der Automatisierung kann für rein elektrische Anlagen schon in vielen Fällen als erwiesen gelten. Wo sich aber, wie in Kraftwerken, neben rein elektrischen Vorgängen auch noch andersgeartete Vorgänge abspielen, wachsen die Schwierigkeiten für die Vollautomatisierung. Es ist hier zu unterscheiden zwischen Wasserkraftwerken und Wärmekraftwerken. Man hat es gelernt, die Energiequelle dieser beiden Kraftwerksgattungen mit den heutigen technischen Mitteln in gleichem Maße zu beherrschen, doch stellen sie für die Automatisierung noch ganz ungleich schwierige Gebiete dar. Haben wir es bei den Wasserkraftwerken mit dem unter Gefällen stehenden Wasser, das sich also in dem Zustand, in dem es Arbeit leisten kann, jederzeit schon befindet, zu tun, so liegen bei den Wärmekraftwerken wesentlich schwierigere Verhältnisse vor, die eine Kette verschiedenartigster technischer Vorgänge umfassen, wie z. B. die Brennstoffzufuhr und das Beherrschen seiner Ungleichmäßigkeit, die Feuerregulierung, die Kesselspeisung, die Temperatur- und Drucküberwachung, das An- und Auslaufen des Turbosatzes, die Kondensat- und Kühlwasserförderung, der Aschentransport, die Speisewasserbereitung und anderes mehr. Es ist also nicht verwunderlich, wenn in den Wärmekraftwerken im Gegensatz zu den Wasserkraftanlagen die Automatisierung bis jetzt nur Teilgebiete erobern konnte. Hierzu kommt, daß sich künftig nur verhältnismäßig große Wärmekraftwerke im wirtschaftlichen Wettbewerb werden behaupten können, für die eine Vollautomatik schon aus anderen Gründen vorläufig nicht in Frage kommen kann, während der Ausbau von Wasserkraftwerken sich namentlich im Zusammenhang mit Flußregulierungen, Trinkwasserversorgung und ähnlichen Aufgaben auch auf kleinere Leistungen erstrecken wird, deren Ausbau man erst durch eine Automatisierung rechtfertigen kann.

Wenn von rein wirtschaftlichen Gesichtspunkten über die Anwendungsmöglichkeiten der Automatisierung gesprochen wird, denkt man in erster Linie an die Ersparnis an Personalkosten. Im allgemeinen kann man wohl behaupten, daß unsere modernen Werke durch die weitgehende Automatisierung ihrer Einzeleinrichtungen schon heute mit nur verhältnismäßig wenig Personal besetzt sind. Es lassen sich also beispielsweise in den meisten Überlandwerken durch Personalverminderung im Zusammenhang mit der Automatisierung nur noch geringe Ersparnisse erzielen. Häufig werden zur Überwachung der Anlagen und Verrichtung von Nebenfunktionen, wie das Beseitigen des anfallenden Rechengutes, auch in vollautomatisierten Werken Arbeitskräfte nicht völlig zu entbehren sein. Nicht zu vergessen ist allerdings, daß für die Unterbringung des Personals in abgelegenen Gegenden oder in Gegenden mit sehr hohen Grundstückspreisen an baulichen Anlagen, insbesondere an Wohnbauten, gespart werden kann. Ausschlaggebend wird die Personalerparnis bzw. die Möglichkeit, ohne ständige Bedienung auszukommen, dann, wenn auch soziale Gesichtspunkte mitsprechen. Es müssen automatisierte Werke und Nebenwerke manchmal in Räumen untergebracht werden, bei denen eine Besetzung von Personal untunlich ist, wie z. B. in Räumen unter Tage, in Kellern, in chemischen Fabriken, in geologisch oder klimatisch ungeeigneten Gegenden. In diesem Sinne ergibt die Automatisierung, meist verbunden mit Fernsteuerung und Fernüberwachung, erst die Möglichkeit, abgelegene oder schwierig gelegene Kräfte, z. B. im Hochgebirge oder in Gegenden, in denen Menschen ohne Gefährdung der Gesundheit (Tropen) nicht leben können, auszunutzen. Ebenso bedeutet dieser Umstand einen Vorteil und eine Erleichterung für die Elektrizitätsversorgung in Großstädten, wie überhaupt die Automatisierung, mehr oder weniger verbunden mit der Fernsteuerung und Fernmeldung, eine bedeutende Rolle im Großstadtbetrieb spielt. Ein schwieriges und kostspieliges Problem ist ja hier die Sorge um eine zu jeder Tages- und Nachtzeit richtige Gebrauchsspannung und das Wiederinbetriebsetzen bei einer Störung herausgefallener Netzteile, insbesondere dann, wenn es sich um Gleichstromversorgungen handelt.

Durch die Einführung der Automatik lassen sich durch das Einrichten kleiner ferngesteuerter automatischer Umformerwerke ganz bedeutende Ersparnisse an Leitungskupfer erzielen, und zwar dadurch, daß an Stelle der schweren Gleichstromverteilerkabel Speisekabel für Hochspannung zu einzelnen automatischen Umformerwerken verlegt werden und dadurch gleichzeitig die Spannungshaltung verbessert und die Störungsbeseitigung und Wiederaufnahme der Strombelieferung für die einzelnen Stadtgebiete erleichtert werden kann.

Ähnliche Umstände liegen bei Straßenbahnbetrieben vor. Durch das Automatisieren wird auch bei solchen Anlagen nicht nur die Spannungshaltung und damit die Fahrgeschwindigkeit und Leistungsfähigkeit gleichmäßiger, sondern es wird ebenfalls Leitungskupfer gespart und das Wiederinbetriebsetzen durch zeitlich in richtiger Folge vorzunehmende automatische Wiedereinschaltung der Teilstrecken er-

leichtert und beschleunigt. Bahnbetriebe, auch Fernbahnbetriebe, werden überhaupt als ein sehr geeignetes Anwendungsgebiet für Automatisierung und Fernsteuerung, die hier leichter durchführbar sind als in Lichtanlagen mit ihrer relativ sehr viel höheren und schnell wachsenden Leistung, angesehen. Die größte ferngesteuerte deutsche Anlage ist die der Berliner Stadt- und Ringbahn, bei der 32 Gleichrichterstationen mit je 2 Großgleichrichtern von 4 Zentralpunkten aus ferngesteuert und fernüberwacht werden. In dieser Anlage, die über 1 Jahr in Betrieb ist, werden ca. 400 Schalter auf Entfernungen bis 15 km ferngesteuert, ca. 600 Schalter und Vorgänge fernüberwacht. Bei Gleichstrombahnen ist die Fahrspannung auf etwa 3000 V begrenzt. Durch Automatisieren und Fernsteuern ist es möglich, mit besonderen Speiseleitungen hoher Spannung selbsttätige Unterwerke längs der Bahnstrecke zu betreiben, und es ist weiter möglich, Ersparnisse an Stromkosten und Betriebsverbesserungen dadurch zu erzielen, daß besonders gering in Anspruch genommene Bahnstrecken nur in der Bedarfszeit unter Strom gesetzt werden. Stromersparnisse werden auch dann, wenn es sich nicht um Großumspannwerke handelt, die aus anderen Gründen einer Personalbesetzung bedürfen, erzielt werden können, wenn durch Automatisieren oder in Verbindung mit Fernsteuerung nach Bedarf die Umspannereinheiten zur Verminderung der Leerlaufverluste zu- oder abgeschaltet werden können. In diesen Fällen wird meistens eine automatische Spannungsregulierung als weitere Betriebsverbesserung zur Verfügung stehen.

Das Synchronisieren von hinzuzuschaltenden Anlageteilen wird vielfach automatisch vorgenommen, oder es werden bei der Handbedienung Synchronisiersperren eingefügt, auch in solchen Werken, die sonst nicht automatisiert sind. Die Inbetriebnahme wird dadurch beschleunigt und die Gefahr von Fehlschaltungen verringert, zwei wichtige Vorteile, die man allgemein durch Automatisieren anstrebt und erreicht. Die Automatik kann schneller und sicherer sein, als der geschickteste Betriebsmann arbeitet, und bedeutet also allgemein eine Erhöhung des Betriebswertes durch Verbesserung der Betriebssicherheit und Betriebsgeschwindigkeit. Dieser Umstand wird mit dem Anwachsen der Betriebe und der Höhe der benötigten Leistungen insbesondere dann, wenn große und schnelle Laständerungen an der Tagesordnung sind, wie dies in dem Großstadtbetrieb beim Einsetzen der Lichtspitzen immer bedeutsamer wird, der Einführung der Automatisierung und Fernsteuerung weiterhin günstig sein. Eine scharfe Grenze für die Frage, wo Automatisierung und wo Fernsteuerung am Platze ist, ist noch nicht vollkommen klar gezogen worden, da es in dieser Richtung noch an Betriebserfahrung fehlt. Doch scheint man die Fernüberwachung automatisierter Werke als günstig anzusehen. Das Vertrauen zur Automatisierung und Fernsteuerung ist in dauerndem Wachstum begriffen. Um der Automatisierung noch weiteren Eingang zu verschaffen, ist es erforderlich, daß von seiten der Betriebe keine unnötigen Komplikationen verlangt werden, daß also nicht 2 Maschinen aufgestellt werden, wo eine genügt, und auch sonst keine

unnötigen und nebensächlichen Forderungen gestellt werden, die nicht unbedingt notwendig sind, d. h. Vereinfachung der Betriebseinrichtungen und Betriebsvorgänge. Notwendig ist auch, daß noch mehr getan wird für die Ausbildung des Personals, das für die Revision der Stationen, ihrer Unterhaltung und Fehlerbeseitigung ausgebildet wird.

Es ist zu hoffen, daß als Ergebnis der Zusammenarbeit zwischen Fabrikant und Abnehmer eine weitere Vervollkommnung und Normalisierung auf dem Gebiete der automatischen und ferngesteuerten Anlagen erzielt wird.

II. Die automatischen Kraft- und Nebenwerke

Die automatischen Anlagen werden prinzipiell nach voll- bzw. halb-automatischen Anlagen einerseits und ferngesteuerten Anlagen andererseits unterschieden, man kann jedoch feststellen, daß praktisch in den meisten Fällen eine Vereinigung der beiden voneinander sehr verschiedenen Steuerarten vorliegt, besonders wenn man die fernüberwachte Anlage (welche keine Fernsteuerungsmittel besitzt) zu den ferngesteuerten Stationen im weiteren Sinne rechnet.

Die Erfahrung mit derartigen Anlagen wie die Berücksichtigung der Notwendigkeiten einer zweckmäßigen Betriebsführung zeigen tatsächlich, daß in den meisten Fällen eine Vereinigung der beiden Steuerverfahren die besten Betriebsverhältnisse ergibt.

Eine *vollautomatische* Anlage ist dadurch charakterisiert, daß sämtliche Betriebsvorgänge, wie das Inbetriebnehmen der Station, das Zu- und Abschalten von Maschinen, die Reguliervorgänge, das Inbetriebnehmen von Reservemaschinen im Falle von Störungen an den in Betrieb befindlichen Maschinen, ohne menschlichen Eingriff, und zwar weder durch Bedienungspersonal innerhalb der Anlage noch durch Fernbetätigung von einer entfernt liegenden Steuerwelle aus, vollkommen selbsttätig vorgenommen werden.

Der Begriff „*teilautomatisch*“ umfaßt nur einen Teil der oben aufgeführten, mit vollautomatisch bezeichneten, selbsttätigen Vorgänge. Beispielsweise kann das Inbetriebnehmen einer kleinen halbautomatischen Wasserkraftanlage von Hand durch einen nach der Anlage entsandten Bedienungsmann erfolgen, während sich die Maschine nach ihrer Inbetriebsetzung vollkommen allein überlassen bleibt, oder es kann beispielsweise der Anlaufvorgang eines Maschinensatzes nach Betätigung eines einzigen Druckknopfes, der auch entfernt liegen kann, selbsttätig vor sich gehen. Unter diesen halbautomatischen Anlagen hat sich eine besonders charakteristische Gruppe herausgebildet. Es sind das handbediente Anlagen, deren automatische Schalteinrichtungen nur *bei Betriebsstörungen und nur so lange in Tätigkeit sind*, bis die Maschinen nach Beendigung der Störung wieder ordnungsgemäß in Betrieb sind, worauf die gesamte Steuerung der Anlage wieder dem Bedienungspersonal freigegeben wird.

Der Begriff „*ferngesteuert*“ bezeichnet im Sinne dieses Referates Fernüberwachung einschließlich Fernsteuerung einer Anlage von einer

meist entfernt gelegenen Steuerstelle aus, unter Verwendung besonderer, leistungssparender Fernsteuermittel.

Bei der automatischen Schaltanlage handelt es sich allgemein darum, alle diejenigen Schalt- und Reguliervorgänge, welche bei der handbedienten Anlage von Hand vorgenommen oder veranlaßt werden, durch das Zusammenarbeiten von Relais und Schaltapparaten zu erzielen, wobei auch das Verwenden besonders gearteter Antriebsmaschinen oder Generatoren mit in Betracht zu ziehen ist.

Was die hierbei angewendeten *Steuerverfahren* in der Anlage selbst anbetrifft, so sind hierbei 2 Arten zu unterscheiden, welche entweder jede für sich oder auch gemeinsam angewendet werden können. Das erste Verfahren, es sei mit „*reiner Abhängigkeitsschaltung*“ bezeichnet, besteht darin, daß die Aufgabe, eine gesetzmäßige Aufeinanderfolge von vielen Schaltvorgängen zu erzielen, dadurch erreicht wird, daß der Erfolg des ersten Schaltvorganges den zweiten einleitet, wobei aber sämtliche Apparate und Maschinen, deren Zustand resp. Stellung für diesen Erfolg Voraussetzung sind, jeweils in eine Abhängigkeitskette aufgenommen werden. Die Weitergabe der Betätigungsspannung wird hier direkt (d. h. mechanisch) von der Stellung der Endschalter und Relais aller zu kontrollierenden Maschinen und Apparate abhängig gemacht.

Das zweite Steuerverfahren könnte bezeichnet werden mit „*Abhängigkeitsschaltung unter Verwendung einer Steuerwalze*“. Letztere besteht aus einem Antriebsmotor mit einer Anzahl auf einer Welle angeordneten Schaltsegmenten. Während sich die automatischen Vorgänge abspielen, welche beispielsweise die automatische Inbetriebsetzung eines komplizierten Maschinensatzes vorzunehmen haben, läuft die Steuerwalze, durch ihren Motor angetrieben, schrittweise aus ihrer Anfangsstellung in ihre Endstellung. Die schrittweise Weitersteuerung erfolgt immer nur dann, wenn der betreffende Schaltvorgang mit der Erzielung des gewünschten Schaltzustandes der ganzen Schaltanlage beendet ist. Die Aufgabe der einzelnen Segmente der Steuerwalze ist nun, die einzelnen Schaltstromkreise gegeneinander elektrisch zu verriegeln. Das Hinzufügen einer Steuerwalze verringert die Anzahl der Kontakte derjenigen Endschalter, welche während des Ablaufvorganges mehrfach kontrolliert werden müssen, und erspart evtl. Zwischenschütze und Zeitrelais.

Bei der Beurteilung der Aufgabe der Automatisierung einer Anlage sind 3 Gesichtspunkte bestimmend:

1. Die Art der Anlage, beispielsweise Synchron- oder Asynchronkraftwerk resp. Gleichrichteranlage oder Umformeranlage.
2. Die Betriebswichtigkeit der Anlage, d. h. die Ausdehnung und Vollendung der Automatik unter Berücksichtigung ihrer Betriebswichtigkeit gegenüber anderen Anlagen.
3. Die Betriebsführung der Anlage, z. B. ob ein Kraftwerk als Lauf- oder als Spitzenwerk zu arbeiten hat, oder wie eine automatische Station mit anderen handbetriebenen oder automatischen Anlagen zusammen arbeitet.

Eine wesentliche Frage ist die der *Kombination einer an sich automatischen Anlage mit einer Fernsteuerungseinrichtung*. Allgemein haben folgende Gesichtspunkte Geltung erlangt:

Die Fernsteuerung soll nur so weit in die Vorgänge einer an sich automatischen Anlage eingreifen, als dies mit Rücksicht auf die Betriebsführung *unumgänglich* notwendig ist. Dies bedeutet, daß innerhalb der automatischen Anlage die Schaltvorgänge möglichst weitgehend zu automatisieren sind. Hierfür sind 2 Gründe maßgebend, und zwar 1. die Forderung, daß die automatische Anlage in Störfällen imstande sein muß, den Betrieb aufrechtzuerhalten, ohne auf die Zuverlässigkeit des fernsteuernden Beamten angewiesen zu sein, und 2. bringt das Fernsteuern aller einzelnen Schaltvorgänge die Notwendigkeit mit sich, eine große Anzahl von Messungen fernzuübertragen. Würden die zur Erledigung automatisierter Schaltvorgänge notwendigen Betätigungen alle einzeln von der Fernsteuerstelle aus vorgenommen werden, dann würde die Anlage ebensosehr von der Zuverlässigkeit des Bedienenden abhängig sein, wie dies bei einer rein handbedienten Anlage der Fall ist. Der eigentliche Zweck des Automatisierens wäre also nicht erreicht. Hinzukommt, daß das Einleiten aller einzelnen Schaltvorgänge von der Fernsteuerstelle aus eine übermäßig große Fernsteuerapparatur bedingt, ganz abgesehen von den oben erwähnten notwendigen umfangreichen Fernmeßeinrichtungen, weil die Fernschaltungen nur auf Grund der Angaben von Meßinstrumenten vorgenommen werden können.

III. Automatische Kraftwerke

Als vollautomatische Kraftwerke haben sich mit ganz verschwindend wenigen Ausnahmen nur Wasserkraftwerke durchgesetzt. Der Grund, welcher überall zu dieser Entwicklung geführt hat, liegt darin, daß beim Wasserkraftwerk das Kraftmittel als ruhende potentielle Energie jederzeit beliebig zur Verfügung steht. Alle diejenigen Anlagen, die aus einem Speicher versorgt werden und dadurch die komplizierte Vollautomatisierung der Momentanenergieerzeugung vermeiden, haben sich für die Automatisierung als geeignet erwiesen. Es läßt sich dies auch auf dem Dampfgebiet nachweisen, da die größeren Anlagen, die von Dampfspeichern (Ruthsspeichern) betrieben werden, alle voll-, zum mindestens halbautomatisch ausgeführt worden sind. Die Vollautomatisierung von Explosionsmotorenanlagen wäre ohne weiteres möglich, ist aber bis jetzt noch nicht in größerem Umfange und nur bei Kleinstanlagen durchgeführt worden. Zweifellos ist, daß Wasserkraftanlagen in jeder Beziehung die größte Sicherheit besitzen und der geringsten Wartung bedürfen, so daß ihre Automatisierung auch aus wirtschaftlichen Gründen als vorläufig die einzig gegebene angesehen werden kann.

Bei der Automatisierung von Wasserkraftwerken sind Gleichstromerzeugeranlagen wie Wechselstromerzeugeranlagen automatisiert worden, jedoch beschränkt sich die Automatisierung der Gleichstromanlagen auf die allerkleinsten Aggregate zur Selbstversorgung entlegener Einzel-

verbraucher, so daß in diesem Rahmen nur soviel erwähnt sei, daß diese Aggregate fast ausschließlich mit festen Leitapparaten ohne irgendwelche Reguliermöglichkeit im hydraulischen Teil und mit Gleichstromgeneratoren konstanter Spannung bei variabler Drehzahl und Belastung ausgeführt werden. Automatische Windkraftanlagen seien als wirtschaftlich zu unbedeutend nur erwähnt.

Die automatischen Wechselstromkraftwerke gliedern sich in Werke mit Synchronmaschinen und solche mit Asynchronmaschinen. Von den *gemeinsamen Einrichtungen* beider Gruppen sei folgendes erwähnt: bei kleineren Werken wurde bisher für die Hilfsstromkreise die Ruhestromschaltung angewandt, während festzustellen ist, daß besonders bei den Automatisierungen größerer Werke die Neigung besteht, nach Möglichkeit nur noch mit Arbeitsstromkreisen zu arbeiten. Der Grund dafür liegt in der größeren Sicherheit der Arbeitsstromautomatisierung und besonders in der Tatsache, daß bei der Arbeitsstromautomatisierung evtl. Fehler leichter gefunden und behoben werden können. Von den Steuerungsarten haben sich sowohl die Schaltfolgesteuerung mit Relaiskette als auch die Meisterwalzensteuerung in Europa eingeführt.

Von den gemeinsamen Einrichtungen beider Gruppen sind besonders die *hydraulischen* zu erwähnen: Es wird fast durchweg mit offenem Leitapparat durch Betätigung der Drosselklappen oder Schützen angefahren. Die Drosselklappen werden meist mit Druckwasser betrieben, die Schützen als Fallschützen mit hydraulischer Bremsung ausgebildet. Hydraulische Einrichtungen werden, wenn eine gegenseitige Abhängigkeit voneinander vorhanden ist, z. B. zwischen Drosselklappe und Leitapparat, fast stets völlig hydraulisch automatisiert. Die Öldruckerzeugungsanlagen für die Regulierung der Aggregate werden bei der Mehrzahl der Anlagen direkt von der Hauptmaschine aus angetrieben. Bei automatisierten Großanlagen sind die Öldruckerzeugeranlagen mittels Hilfsturbinen selbständig automatisiert und geben nach dem Erreichen des gewünschten Zustandes die automatische Betätigung des übrigen Werkes frei. Für die Betätigung der Servomotoren wird bei Hochdruckanlagen Druckwasser verwendet, um eine unabhängige stets vorhandene Schlußkraft zu besitzen.

Bei Werken, die eine selbsttätige Regulierung, z. B. abhängig vom Wasserstand besitzen, hat sich die Automatisierung ohne gesonderte Fernsteuerleitung eingeführt, indem die Kraftleitung vom Hauptwerk aus unter Spannung gesetzt und durch die Vorgabe der Spannung das Inbetriebsetzen der Station durch Heben der Schütze oder Öffnen der Drosselklappen mit Druckwasser eingeleitet wird. Diese Ausführungen stellen in Europa die meist angewandte Ausbildungsform dar.

Synchronwerke

In der Überzahl sind bisher Werke mit Synchronmaschinen automatisiert worden. Das Hauptproblem bei diesen Werken, die Synchronisierung, ist als „reine Grobsynchronisierung“ in Europa nicht zur Einführung gekommen. Hierunter ist zu verstehen, daß die von der Wasserseite aus angelaufene Maschine nach Erreichen von ca. 95 %

ihrer synchronen Tourenzahl einfach automatisch mit Hilfe des Maschinenschalters auf das Netz geschaltet wird, ohne daß Frequenz, Phasenlage und Spannung der Maschine mit denjenigen des Netzes gleichreguliert werden, wie dies normalerweise bei der Synchronisierung der Fall ist. Die erläuterte Grobsynchronisierung erfolgt mit nicht oder schwach erregtem Feld des Generators. Diese Art des Synchronismus hat sich in Deutschland nur mit einer Verfeinerung in Gestalt von zu Anfang vorgeschalteten Drosselspulen in weiten Grenzen Eingang verschafft. Bei dieser Methode wird die Maschine, nachdem sie in die Nähe ihres Synchronismus mit dem Netz gelaufen ist, über eine Drosselspule an das Netz gelegt. Hierauf wird die Erregung der Maschine verstärkt und die Synchronisierdrossel kurzgeschlossen. Diese Art des Synchronisierens gestattet auch, die allergrößten Maschinen mit geringem Überstrom absolut sicher und schnell parallel zu schalten. Normalerweise wird ein Überstrom von dem zweifachen des Nennstromes noch als zulässig betrachtet. Eine weitere Art des Synchronisierens, die speziell in den letzten Jahren in Europa durchgebildet wurde, ist die selbsttätige Feinsynchronisierung. Bei dieser wird durch ein elektrisches Frequenzrelais oder durch Endkontakte an der Reglermuffe eine Schwebung des Aggregates um den synchronen Zustand erreicht, worauf nach einigen Schwebungen das Aggregat stoßlos zugeschaltet werden kann. Voraussetzung für diese Methode ist natürlich ein in der Frequenz ruhig liegendes Netz und konstante Normalfrequenz als Zuschaltbedingung.

Bei all diesen Synchronisierungsmethoden ist das Anfahren des Werkes von der Turbinenseite aus vorausgesetzt. Das *elektrische Hochfahren* der Synchronwerke wird seltener angewandt. Bei diesem wird der Generator mit einer Teilspannung asynchron hochgefahren und nach dem Erreichen einer gewissen Drehzahl an die volle Spannung gelegt, worauf sich die Maschine, wenn sie entsprechend gebaut ist, schnell in den Synchronismus hineinzieht. Erst dann wird die Wasseraufzufuhr geöffnet. Diese selten angewandte Synchronisierungsmethode vermeidet zwar einen besonderen Synchronisierapparat und ist ziemlich unabhängig von Netzschwankungen, hat aber den Nachteil, daß sie sich, ganz abgesehen von der ziemlich kostspieligen Apparatur, nur dann anwenden läßt, wenn das Laufrad nicht im Unterwasser arbeitet. Bei den heute für Niederdruckwerke in Europa viel angewendeten Kaplan- oder Propellerturbinen, bei denen das Laufrad im Unterwasser arbeiten muß, scheidet diese Art des Synchronisierens aus.

Asynchronwerke

In letzter Zeit ist die bisher für automatische Werke fast nicht verwendete Asynchronmaschine in Deutschland mit Vorteil angewendet worden, nachdem es gelungen ist, ebenso betriebssichere Erregermaschinen wie bei Synchronmaschinen zu bauen. Durch die Verwendung außerordentlich einfacher und robuster Drehstromerregermaschinen kann jeder beliebige Leistungsfaktor, also jede gewünschte Blindstromerzeugung erreicht werden, wobei aber durch die Konstruk-

tion der Maschinen erreicht wird, daß trotz Übererregung die Maschinen-
spannung bei plötzlichem Öffnen des Schalters unter Vollast sofort
verschwindet. Das Zusammenbrechen der Spannung an der Maschine
trotz der Übererregung kann verschieden eingestellt werden, und wird
normalerweise bei ca. 30 % der Normalspannung gewählt. Für auto-
matische Werke bedeutet diese Einrichtung die Entbehrlichkeit der
Enterregungsapparatur.

Bei Werken mit einem Maschinensatz hat die neuartige Ausbildung
der Asynchronaggregate den Vorteil, daß der Maschinenölschalter
vollständig entbehrt werden kann. Dadurch wird nicht nur die Auto-
matik und die Schaltstation weiterhin vereinfacht, sondern es wird
an Platz gespart und das Ganze auch sicherer gestaltet. Mit diesen
Asynchronaggregaten kann ebenso leicht elektrisch wie hydraulisch
hochgefahren werden, jedoch wird auch hier die letztere Methode be-
vorzugt. Es befindet sich zu diesem Zweck im Läuferkreis der Asyn-
chronmaschine ein Widerstand minimaler Größe und hoher Ohmzahl,
damit die Maschine nicht selbst anlaufen kann: die Asynchronmaschine
wartet eingeschaltet so lange, bis der Wasserantrieb erfolgt. Der Ein-
schaltstrom beim Inbetriebsetzen solcher Werke durch Einschalten
des Freileitungsschalters im Hauptwerk ist minimal klein und ohne
jeden Belang für den Betrieb. Nach dem Hochlaufen der Hauptmaschine
wird der Schwebungsstrom im Widerstand zwischen der Hauptmaschine
und der inzwischen längst auf Normaldrehzahl befindlichen Drehstrom-
erregemaschine (Fremdantrieb) kontrolliert und bei Gleichlauf der
Widerstand kurzgeschlossen: damit befindet sich das Aggregat last-
bereit im Netz.

IV. Teilautomatische Kraftwerke

Der Grund, eine Kraftanlage nicht vollständig, sondern nur teilweise
zu automatisieren, liegt in vielen Fällen darin, daß für die speziellen
Verhältnisse einer Anlage sowieso eine Bedienung benötigt wird. Diese
Bedienung kann dann aus Wärtern bestehen, die nur einige einfache
vorgeschriebene Griffe zum Anlassen der Anlage auszuführen haben,
während die schwierigeren Vorgänge, wie das Parallelschalten sowie
die Regulierung der Maschine, den selbsttätigen Apparaten vorbehalten
bleibt. Vielfach ist auch durch die örtlichen Bedingungen oder durch
die geringe Größe einer Anlage die vollständige Automatisierung zu
kostspielig; für diese Fälle hat sich die Praxis herausgebildet, die In-
betriebsetzung der Anlage durch eine Revisionskraft vornehmen zu
lassen und nur die Selbstregulierung, den Schutz und die selbsttätige
Stillsetzmöglichkeit zu automatisieren. Die überwiegende Zahl der in
Deutschland automatisierten Anlagen sind teilautomatische Werke.
Der Grund dafür liegt darin, daß die vollständige Durchbildung aller
Teile der Werke für automatischen Betrieb erst seit wenigen Jahren
systematisch durchgeführt wurde und sich erst in jüngerer Zeit das
Interesse und Vertrauen der Elektrizitätswerke erwerben konnte.

Die Sondergruppe der automatischen Schalteinrichtungen, die nur
bei Betriebsstörungen in Tätigkeit sind und sich nach Beendigung der

Störung wieder selbsttätig abschalten, hat in letzter Zeit besondere Verbreitung gefunden. Es handelt sich bei diesen Einrichtungen fast stets um eine Vervollkommnung solcher Maschinen oder Anlagen, die der Momentanreserve dienen, um einen Reservesatz bei Störungen ohne jede Verzögerung in Betrieb zu setzen und damit den Netzbetrieb aufrechterhalten zu können. In diesem Zusammenhang haben solche teilautomatischen Einrichtungen besondere Bedeutung bei neuzeitlichen Dampfspeichern erlangt, bei welchen die als Phasenschieber mitlaufenden Maschinensätze durch einen der Störung charakteristischen Impuls auf Leistungsabgabe durch den Speicher geschaltet werden und dabei die gesamten notwendigen Hilfsbetriebe mit in Tätigkeit setzen.

V. Automatische Nebenwerke

Auf dem großen Gebiete der automatischen Nebenwerke, auf welchem sich naturnotwendig die Automatisierung zuerst einführen konnte, beherrschte das teilautomatische Werk zuerst die Entwicklung. Durch das Vertrauen, welches die Automatik nunmehr bei den Elektrizitätswerken gefunden hat, ist die Entwicklung jetzt ganz auf das vollautomatische Werk gerichtet. Die Auswirkung der vollautomatischen Nebenwerke geht so weit, daß sie die ganze Entwicklung der Relais und Schaltapparate beeinflußt in der Weise, daß heute jede Neukonstruktion mit besonderer Rücksicht auf die Verwendbarkeit in automatischen Anlagen durchgebildet wird. Die Gesichtspunkte, die für die Einfügung einer Fernsteuerung in eine automatische Anlage anfänglich hervorgehoben sind, fallen in wirtschaftlicher Beziehung bei Nebenwerken ganz besonders ins Gewicht. Hier erweist sich die Fernsteuerung und die damit notwendig verbundene Rückmeldung und Fernmessung nur für die wichtigen willkürlichen Primärimpulse als zweckmäßig.

Durch die langjährige Ausbildung der Teilautomatik für Nebenwerke vollzieht sich die Einfügung der Fernsteuerung in dieses Gebiet sehr leicht und natürlich. Es ist eine interessante Erscheinung automatischer und ferngesteuerter Werke, daß sie sich für die zwei Extreme der Verbrauchsdichte besonders eingeführt haben: einmal zur weitestgehenden Ersparnis bei ganz schwachem Verbrauch und zum anderen zur äußersten Ausnutzungsmöglichkeit der Netze bei höchstem Verbrauch.

Die weitestgehende Anwendung der Automatisierung, die gleichzeitig von Deutschland zuerst in großem Maßstabe durchgeführt wurde, liegt auf dem Gebiete *automatischer Gleichrichterstationen*. Die Vorzüge der Gleichrichter neben ihrer außerordentlich einfachen Wartung und Unempfindlichkeit haben diese umfassende Einführung der Automatisierung ermöglicht. Prinzipiell unabhängig von der übrigen Einrichtung sind bei jedem Gleichrichter die gesamten Hilfsbetriebe, wie Vakuumhaltung, Kühlung, ferner Zündung und Erregung automatisiert. Die gesamten automatisierten Einrichtungen werden durch einfache Schutzapparate überwacht. Die vollständige Automatisierung der Gleichrichterwerke hat sich hauptsächlich für die einfacheren Verhältnisse eingeführt, während für Gleichrichterstationen in komplizierten Netzen mit wechselnden Betriebsverhältnissen und Regel-

bedürfnis schon frühzeitig die Fernsteuerung für diese Impulskommandos aufgenommen wurde.

Bei der Vollautomatisierung von Gleichrichterwerken ist besonders bemerkenswert, daß außer den Apparaten zum Inbetriebsetzen der Gleichrichtereinheiten nach einer Uhr oder nach einem Fahrplan, resp. abhängig vom elektrischen Zustand des angeschlossenen Netzes von Anfang an Einrichtungen vorgesehen wurden, welche die Störung eines Gleichrichtersatzes nach außen nicht in Erscheinung treten lassen und versuchen, den Betrieb unbedingt aufrechtzuerhalten. Diese Einrichtungen bezwecken vor allem die sofortige Inbetriebnahme einer weiteren Gleichrichtereinheit an Stelle der gestörten oder die künstliche Lastverminderung der in Betrieb befindlichen Sätze im Falle einer durch eine Störung hervorgerufenen unzulässigen Überlastung; auch der Wechsel der stets in Betrieb befindlichen Führergruppe wird durch diese Apparate bei Störungen der Führereinheit auf eine andere Einheit übertragen.

Diese selbsttätigen störungsbehebenden Einrichtungen, die besser als jede menschliche Bedienung im Moment der Störung einzugreifen vermögen, sind ein Hauptvorteil der automatisierten Werke gegenüber den ferngesteuerten. Es liegt aber in der Entwicklung, diese bei der Automatisierungstechnik erreichten Vorteile auch für ferngesteuerte Anlagen nutzbar zu machen, indem die Fernsteuerung nur für die notwendigsten Inbetriebsetzungs- und Abstellkommandos eingeführt und somit den selbsttätigen, besonders den Störfreieinrichtungen überlagert wird.

Die Automatisierung der rotierenden Umformer ist, angeregt durch die amerikanische Entwicklung, und besonders durch die Konkurrenz des Gleichrichters, sowohl für Einanker- als auch für Kaskaden- und Frequenzumformer mit sehr einfachen betriebssicheren Schaltungen allgemein eingeführt. Außer den verschiedenen Anfahrmethoden von der Wechselstrom- oder Gleichstromseite her sind verschiedene Einrichtungen zur Inbetriebhaltung der Umformer sowohl von der Gleichstrom-, als auch von der Wechselstromseite bei Netzstörungen besonders erwähnenswert. Bei den Frequenzumformern mit ihren außerordentlich verschiedenartigen Aufgaben läßt sich in bezug auf die Automatisierung feststellen, von einander abhängige Vorgänge möglichst in die Eigenschaften der Maschinen selbst hineinzulegen und damit den Umfang an automatischen Einrichtungen zu verringern. Das asynchrone Prinzip, welches für Frequenzumformer zwischen verschiedenen Netzen die einzige Betriebsmöglichkeit bietet, erweist sich in diesem Zusammenhang auch für die Automatik als außerordentlich wertvoll.

Von automatischen Stationen mit rotierenden Maschinen haben sich in den letzten Jahren in Deutschland auch selbsttätige Phasenschieberstationen eingeführt. Im Zusammenhang mit der automatischen Spannungshaltung der Phasenschieber seien auch Einrichtungen zur Konstanthaltung der Spannung auf Höchstspannungsleitungen erwähnt. Diese automatischen Stationen sind so eingerichtet, daß sie die Konstanthaltung der Stationsspannung durch die Beeinflussung der Phasenschieber abhängig von der Blindstrom- und Wirkstrom-

abnahme der Station und der durch die Station auf der Oberspannungsseite hindurchlaufenden Wirk- und Blindleistung herbeiführen. Außerdem ist Vorsorge getroffen, daß bei Ausfall einer Zwischenstation die Nachbarstationen die Regulierungen sofort selbsttätig übernehmen und daß bei großen Störungen auf der Leitung infolge Herausfallens der gesamten Belastung sofort ein Ausgleich gegen die spannungserhöhende Leitungskapazität geschaffen wird.

Gegenüber Amerika haben sich auf dem Gebiete der automatischen Nebenwerke in Deutschland die selbsttätigen Transformatorstationen verhältnismäßig wenig eingeführt, wenn auch ein starker Aufstieg in dieser Richtung zu bemerken ist, um die Spannungsverhältnisse in Großstädten zu verbessern und die Leitungsnetze für den plötzlich ansteigenden Energiekonsum leistungsfähiger zu machen. Die selbsttätigen Transformatorstationen haben wie die Gleichrichterstationen sowohl Einrichtungen zum Inbetriebsetzen in Abhängigkeit von der Netzbelastung oder der Spannung als auch Einrichtungen zum selbsttätigen Ersatz gestörter Aggregate und zum Wechsel des sog. Führeraggregates. Selbsttätige Transformatorstationen mit Spannungsregulierung sind für Niederspannungsnetze in Deutschland selten; dagegen sind zur Kupplung von Hochspannungsnetzen sehr große bemerkenswerte Regulieraggregate ausgeführt worden, welche eine selbsttätige Steuerung zur Vermeidung eines Blindleistungsaustausches oder zum Blindleistungsaustausch in gewisser Höhe abhängig oder unabhängig von der durchgehenden Wirkleistung und deren Richtung ermöglichen.

VI. Die Verbindung der Automatik mit der Fernsteuerung

Bezüglich der an eine Fernbedienung einer automatischen Station anzuschließenden Anlagepunkte sucht man sich im allgemeinen soviel wie möglich zu beschränken. Automatische Anlagen werden bezüglich der Starkstromschaltanlagen meist so einfach wie möglich ausgebildet, so daß die Fernüberwachung bzw. Fernsteuerung von Trennschaltern verhältnismäßig wenig vorkommt. Nur in den Anlagen, in denen aus irgendwelchen Gründen Mehrfach-Sammelschienensysteme verwendet werden, werden — und auch dann nur, wenn es die Betriebserfordernisse ganz besonders notwendig machen — Fernüberwachung und unter Umständen Fernsteuerung der Trennschalter unter Verriegelung gegen die Ölschalter an Ort und Stelle vorgesehen. Die Fernüberwachung der automatischen Anlagen selbst geschieht einmal bezüglich der bei ihr verwendeten Sicherheitseinrichtungen, und zum anderen werden beim Inbetriebsetzen bzw. Stillsetzen die Hauptabschnitte der einzelnen Automatikvorgänge gern mit aus der Ferne beobachtet. Für das Einleiten der Anlaß- und Abstellvorgänge selbst sind meist nur wenige Kommandos notwendig. Die Sicherheitseinrichtungen wie z. B. Kühlwasserkontrolle, Lagertemperaturüberwachung, Brandkontrolle und ähnliches werden meist in 2 Gruppen von Signalen zerlegt. Eine Gruppe meldet die direkten Störungen, die andere die Störungen, die sich erst nach einiger Zeit zu gefährdrohenden entwickeln. Selbstverständlich sind diese Einrichtungen auch in ihrer Auswirkung in

die Automatik direkt mit einbezogen. Bezüglich der fernzumessenden Punkte beschränkt man sich so sehr wie möglich, und zwar kommen in der Hauptsache Wasserstandsmeldungen, Leistungs- und Spannungsfernmessungen in Frage. Arbeitet die automatische Anlage auf eine Vielzahl von Speiseleitungen, so neigt man heute noch vielfach dazu, diese Speiseleitungen nacheinander aus der Ferne abmessen zu sollen, um eine sichere Beobachtung über die Belastung der Speisekabel zu haben. Jedenfalls scheint der Wunsch berechtigt und seine Erfüllung erhöht das Sicherheitsgefühl der Beobachtungsstelle.

VII. Die Verbindung der Bedienungs- bzw. Meldestellen mit ihrer Empfangsstelle

Definition

Die Festlegung der Bezeichnungen für die Anordnungen der Fernsteuerung, Fernmessung und Fernüberwachung ist außerordentlich schwierig, und man gewöhnt sich deshalb in Deutschland an gewisse

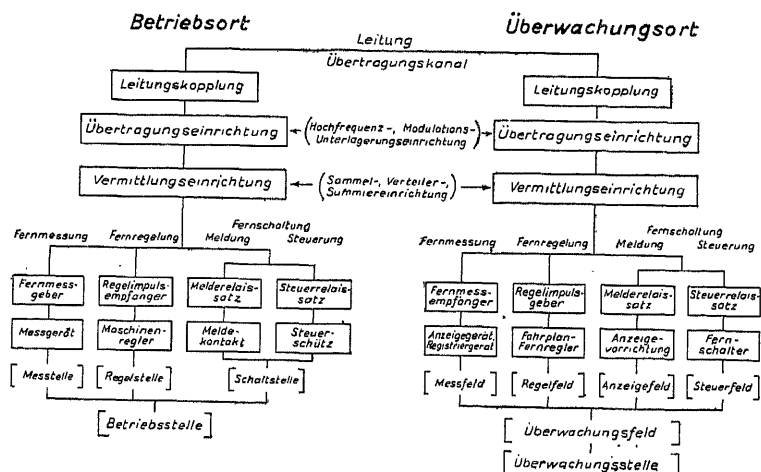


Abb. 1. Aufbauschema für Fernwirkanlagen.

Bezeichnungen für die Leitungsart, die Leitungskopplung, die Übertragungseinrichtungen, die Sendeeinrichtungen, die Empfangseinrichtungen, die Rückmeldeeinrichtungen usw., die in folgendem Schema aufgezeichnet sind:

Durch Verwendung dieser Bezeichnungen sind Mißverständnisse weniger leicht möglich.

Die Verbindung der Bedienungsstelle bzw. Meldestellen mit ihrer Empfangsstelle

Die Anforderungen an die Sicherheit der Hilfsleistungen für den Nachrichtenverkehr in Elektrizitätswerksbetrieben sind durch das neuerdings sehr häufige Anwenden von Fernsteuerungs- und Fern-

neßeinrichtungen noch größer geworden. Diese Leitungen sind beim Parallelverlauf mit Kraftleitungen unter Umständen sehr großen Beeinflussungen ausgesetzt, die nicht nur die Zeichengabe beeinträchtigen können, sondern auch die Leitungen selbst können, ohne daß ein Stromübertritt von der Hochspannungsleitung aus zu erfolgen braucht, durch indirekte Einwirkungen zerstört werden. Die durch das Anwachsen der Kraftwerksleistungen zunehmenden Kurzschlußstromstärken in den Starkstromleitungen haben schon manche Schwachstromkabel und die angeschlossenen Apparate zerstört, die, solange die Kraftwerke klein waren, anstandslos jahrelang gearbeitet hatten. Man hat sich daher dem Schutz dieser Schwachstromkabel in Elektrizitätsbetrieben in den letzten Jahren besonders zugewendet.

Auch wenn beide Leitungen (Hochspannungs- und Fernmeldeleitungen) als Kabel verlegt sind, ist mit einer elektromagnetischen Beeinflussung zu rechnen, zumal dann, wenn man der billigeren Verlegung halber beide Kabel zusammen in einen Kabelgraben verlegt. Von den Strömen der Hochspannungsleitungen werden in den Fernspreckleitungen Spannungen induziert, und zwar sowohl von der Grundwelle wie auch von den oberen Harmonischen der Stromkurve. Während von der Grundwelle eine Gefährdungsspannung induziert wird, rufen die von den oberen Harmonischen induzierten Spannungen Geräusche in den Fernspreckkreisen hervor. Bei Fehlern im Hochspannungsnetz, bei Erd- und besonders bei Kurzschlüssen und Doppelerdschlüssen können sowohl für die Kabel selbst als auch für die Apparate und das Bedienungspersonal gefährliche Spannungen auftreten. Der Einfluß der magnetischen Felder auf die Kabeladern läßt sich durch Ausbilden eines Kabelmantelstromkreises durch Verbinden sämtlicher Mantelabschnitte und durch besondere Erdungen, die von der Betriebserde unabhängig sind, herabsetzen. Es sind mit gutem Erfolg Spezialkabel mit verbesserter Leitfähigkeit und erhöhter Induktivität des Kabelmantels und dadurch erzielter Schutzwirkung von 70 % gegenüber etwa 30 % bei einem normalen Kabel seit Jahren in verschiedenen deutschen Anlagen in Betrieb. Die an das Kabel angeschlossenen Apparate und das Bedienungspersonal schützt man vor den gefährlichen Spannungen bei einem auftretenden Kurzschluß durch hochspannungs-sichere Kabelabschlußübertrager mit einer Durchschlagsfestigkeit von 2 bis 7 kV. Diesen Spannungen muß die Kabelisolation in Abhängigkeit von Lage und Länge des Parallelverlaufes und der Kurzschlußstromstärke der Kraftleitungen, unter Berücksichtigung der Gegeninduktivität des störenden und gestörten Leiters sowie der Schutzwirkung des Kabelmantels angepaßt werden. Auch hochspannungsseitig können Maßnahmen zum Herabsetzen der induzierten Spannungen durch Begrenzung der Kurzschlußströme und des Erdschlußreststromes getroffen werden.

Der Vorteil bei der Verwendung von betriebssicheren Fernmeldekabelleitungen liegt darin, daß man im Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit und die späteren Erweiterungsmöglichkeiten bei Neuanlagen gleich von vornherein vielpaarige Kabel vorsehen kann, um im Falle einer unvorhergesehenen Störung Reservestromkreise zur Verfügung zu haben.

Im Laufe der letzten Jahre sind für den Betrieb auf Fernsprechleitungen Systeme entwickelt worden zur Übermittlung von Telegraphenzeichen, zur Übertragung von Meßwerten, für Fernsteuerungen sowie Meldungen und dgl., die sich in sehr wirtschaftlicher Weise der vorhandenen Fernsprechnetze bedienen. Der bisherige Gleichstrombetrieb wurde aufgegeben und Wechselstrom- bzw. induktive Gleichstromimpulsübertragungen eingeführt. Die Bestrebungen, möglichst mit Netzwechselstrom bzw. Gleichstromstoßimpulsen bei den durch Übertrager abgeschlossenen bzw. unterteilten Fernleitungen zu arbeiten, führten zu Neukonstruktionen, wie gutarbeitende Wechselstrom- und polarisierte Relais, die ohne Kontaktwartung arbeiten. Spannungssicherungen, gegen Erde geschaltet, zum Schutze der Apparate finden bei durch Übertrager abgeschlossenen Fernkabeln wegen der Gefahren einer Erdung und dadurch auftretenden Ausgleichsströmen keine Verwendung mehr. Für Erd- und Luftkabel, letztere an den Masten der Kraftleitungen an Stelle der Erd- bzw. Blitzseile verlegt, sind, da eine direkte Stromübertrittsgefahr bei einer hochspannungsseitigen Störung vorliegt, geeignete Schutzeinrichtungen entwickelt worden.

Signalkabel, die sich im allgemeinen für die Sprachübertragung weniger eignen, müssen beim Vorhandensein einer Hochspannungsbeeinflussung zum Schutze der Apparate und des Bedienungspersonals sowie der Kabel selbst durch hochspannungssichere Übertrager abgeschlossen werden, wodurch neuzeitliche Übertragungseinrichtungen notwendig wurden. Ein Fernsprechbetrieb ist infolge der bei Signalkabeln vorhandenen Unsymmetrie der Adern untereinander und gegen Erde (Armierung) beim Parallelverlauf mit Starkstromkabeln nicht möglich. Da auch bei Störungen in oberirdischen Drehstromnetzen infolge der Unsymmetrien der Signalkabel Störungen in der Zeichengabe leicht auftreten können, muß bei der Auswahl der Übertragungseinrichtungen auf diese mehr Rücksicht genommen werden als bei Hilfskabeln nach der Konstruktion der Telephonkabel.

Hochfrequenzübertragungen längs Hochspannungsleitungen

Liegt in Überlandleitungsnetzen die Überwachungsstelle für die fernkontrollierten Kraftwerke und Unterstationen günstig, so daß die Betriebsstelle einen unmittelbaren Anschluß an das Hochspannungsnetz hat, so greift man, wenn es sich um größere Entfernungen handelt, also hauptsächlich in Großversorgungsanlagen, welche mit Höchstspannung betrieben werden, gern zur Anwendung der Hochfrequenztelegraphie und -telephonie längs dieser Hochspannungsleitung.

Die zur Führung eines einwandfreien, vom jeweiligen Schaltzustand des Hochvoltnetzes unabhängigen sicheren Nachrichtenverkehrs, wie Fernmessung, Fernsteuerung, Rückmeldung usw., notwendigen Elemente konnten bezüglich der Hochfrequenzteile von der Hochfrequenztelephonie übernommen werden. Da es sich bei Fernmeß-, Fernsteuer- und ähnlichen Anlagen im Gegensatz zu Hochfrequenztelephonieanlagen fast ausschließlich um vollkommen unbewachte Anlagen

handelt, wurden allerdings zur weiteren Steigerung der Betriebssicherheit und dauernden Betriebsbereitschaft noch besondere Vorkehrungen getroffen, die beispielsweise in vielen Fällen in der Anordnung von Reserveröhren bestehen, welche bei Röhrendefekten automatisch ausgewechselt werden. Außerdem werden diese Hochfrequenzanlagen fast ausschließlich mit Maschinen betrieben, da die Wartung von Batterien vermieden werden sollte. Die zur Verwendung gelangende Hochfrequenzleistung entspricht im allgemeinen den bei der Hochfrequenztelefonie üblichen Energien. Es lassen sich praktisch hiermit alle vorkommenden Entfernungen überwinden.

Die in den meisten Netzen bereits vorhandenen Hochfrequenztelefonieanlagen lassen sich ohne Schwierigkeit durch Fernmeß- oder Fernsteueranlagen erweitern, da die Kopplungskondensatoren unter Anwendung besonderer Sperrkreisschaltungen gleichzeitig zum Anschluß mehrerer Hochfrequenzapparaturen benutzt werden können. Um auch die für die Hochfrequenztelefoniegeräte vorhandenen Antriebsspannungen (Heiz- und Anodenspannung) gleichzeitig für diese übrigen Hochfrequenzübertragungsanlagen mitbenutzen zu können, wurden die Spannungen der letzteren Geräte nach den gebräuchlichen Werten normalisiert. Ein Hochfrequenzkanal, der sich für oder beispielsweise auch auf einem Hochfrequenztelefonienetz aufgebaut ist, kann im allgemeinen — fernmeldetechnisch gesprochen — dasselbe leisten wie eine direkte Kabel- oder Freileitungsverbindung. Um evtl. bei diesen Hochfrequenzkanälen auftretende Störungen jeglicher Art bemerken und unschädlich machen zu können, sind, besonders bei Fernregel- und Fernsteueranlagen, Kontrollrelais vorgesehen, die einerseits Alarm betätigen und andererseits die Funktion dieser Fernübertragungsanlagen für die Zeitdauer der Störung ausschalten, so daß gegebenenfalls durch rechtzeitige Wiederaufnahme des Handbetriebes der Kraftversorgungsbetrieb keine ernsthaften Störungen oder Unterbrechungen erleidet.

Die Mehrfachausnutzung der verschiedenen Wege auf verschiedene Weise

Die obenerwähnten Übertragungswege lassen sich durch Verwendung besonderer Hilfsmittel sowohl für gleichzeitigen als auch für absatzweisen Mehrfachbetrieb ausnutzen. Im ersteren Falle entstehen auf einer Leitung gleichsam mehrere voneinander unabhängige Übertragungskanäle. Nur bei sehr kurzen Entfernungen wird man kompliziertere Einrichtungen zu vermeiden suchen und nach Möglichkeit getrennte Leitungen für die verschiedenen Übertragungen verwenden.

Für die gleichzeitige Sprech- und Signalübertragung kann aus zwei Fernsprechdoppelleitungen durch die bekannte Phantomschaltung ein dritter Weg für die Signalübertragung geschaffen werden. Die Verwendung der Erde als Rückleitung in der sog. Simultanschaltung ist wegen ihrer Störungsanfälligkeit im Einflußbereich der Starkstromanlagen verlassen worden.

Bei Entfernungen bis etwa 80 km Fernsprechkabel kann man während des Sprechens gleichzeitig mit einer neuentwickelten 100-Hz-Wechselstromunterlagerung fernmessen, fernsteuern und signalisieren.

Über Entfernungen bis 500 km gestatten die Hilfsmittel der Gleichstromunterlagerungstelegraphie eine sehr billige Ausnutzung von Fernsprechkabelleitungen für die verschiedensten Übertragungen. Für je 150 km kostet ein solch künstlicher Übertragungsweg nur einige tausend Mark. In Deutschland stellt die Postverwaltung außerhalb des Einflußbereiches von Hochspannungsleitungen diese Übertragungswege zu mäßigen Sätzen mietweise zur Verfügung. Die neuentwickelten Übertragungseinrichtungen sind gleich der Telegraphie sowohl für das Fernmessen als auch für das Fernsteuern und Signalisieren im Simplex- sowie Duplexbetrieb verwendbar. Trennstellen der Kabelleitungen (Umschalteneinrichtungen) und auf Zwischenstationen befindliche Verstärker lassen sich für Meßwertübertragungen usw. durch Umgehungs-schaltungen überbrücken.

Im Weitverkehr auf größte Entfernungen besteht schon heute Interesse an Einrichtungen, die eine Fernsprechleitung unter Verzicht auf gleichzeitiges Fernsprechen mit mehreren voneinander unabhängigen Übertragungskanälen für die Fernsignalisierung belegen. Hier sei das Verfahren der Tonfrequenztelegraphie erwähnt, mit der es heute gelingt, bis zu 12 voneinander unabhängige Übertragungen gleichzeitig vorzunehmen.

Bei der leitungsgerichteten Hochfrequenzübertragung können wesentliche Teile derselben, beispielsweise die Kopplungskondensatoren durch Verwendung der Mehrfachankopplung, für den gleichzeitigen Betrieb mit mehreren Wellen nutzbar gemacht werden. Die Mehrfachausnutzung einer Hochfrequenzwelle kann ihrerseits durch Verwendung von Modulationsfrequenzen ermöglicht werden, wobei diese in ähnlicher Weise wie bei der Tonfrequenztelegraphie meist durch Maschinensender erzeugt werden.

Auf jedem Übertragungskanal, auch solchen, die auf die vorstehende Weise gebildet sind, lassen sich mittels zweier geeigneter Verteiler für die richtige Zuordnung mehrere Übertragungen absatzweise in einer vorgegebenen zeitlichen Reihenfolge vornehmen. Für diese Art der Mehrfachausnutzung eignen sich besonders diejenigen Verfahren zur Fernmessung, Fernsteuerung und dgl., welche bereits an sich absatzweise arbeiten.

VIII. Die in Gebrauch befindlichen Apparate zur Fernsignalisierung und Fernsteuerung

Die Einrichtungen zur Fernsignalisierung und Fernsteuerung arbeiten je nach den in Frage kommenden Entfernungen nach verschiedenen Verfahren. Bei verhältnismäßig kurzen Entfernungen ist die Verlegung eines vieladrigen Kabels noch das Wirtschaftlichste. Dabei kann durch besondere Schaltungen bewirkt werden, daß man für die Schaltkommandos sowie für die Rückmeldungen „Ein“ und „Aus“ eines jeden Schalters und eine evtl. Störungsmeldung nur eine Ader benötigt. Für diese Schaltungen sind außerdem zwei durchgehende Adern für alle Übertragungen als Speiseleitungen notwendig. Diese Schaltungen werden häufig in Städtetnetzen angewendet und insbesondere dann, wenn

mehrere kleine Stationen mit geringer Schalterzahl im Zuge eines Kabels liegen und von einem Punkt aus zu steuern sind.

Für größere Entfernungen oder in den Fällen, in denen die Zahl der Steuerungen und Meldungen verhältnismäßig groß ist, werden besondere Systeme angewendet und sind in großer Zahl bereits in Gebrauch. Mit wachsender Entfernung erhöhen sich die Kosten der Kabel und deren Verlegung bzw. für die mietweise Überlassung der Adern von der Postverwaltung. Im letzteren Fall müssen außerdem die amtlichen Bestimmungen bezüglich Stromart und Strombelastung der Leitungen sowie bezüglich der Aufrechterhaltung der Symmetrie eingehalten werden. Man bevorzugt daher diejenigen Fernschaltverfahren, die mit nur einem Aderpaar auskommen oder sogar für Hochfrequenzbetrieb geeignet sind. Infolge einer derart weitgehenden Leistungsverminderung werden besondere automatisch arbeitende Vermittlungseinrichtungen am Anfang und Ende der Leitung erforderlich. Diese erfüllen die Aufgabe, die betreffenden Fernschalt- bzw. Meldeorgane in der richtigen Weise einander zuzuordnen.

Für diejenigen Fälle, in denen gleichzeitige Schaltersteuerung und -rückmeldung oder eine Ausbaumöglichkeit in dieser Richtung verlangt wird, sind in Deutschland verschiedene Einrichtungen in Gebrauch. Diese lassen sich einteilen in solche, bei denen motorisch angetriebene Synchronverteiler verwendet werden, die nach dem Start-Stopp-Prinzip arbeiten, und andererseits solche mit Schrittschaltwerken.

Ein Teil der Vermittlungseinrichtungen nach dem Synchronverteilverfahren arbeitet mit dauernd rotierenden, motorisch angetriebenen Verteilern. Hierbei werden Kontaktscheiben mit Kontaktarmen verwendet, die bei ihrem Umlauf die einzelnen Schalter nacheinander über den Verbindungskanal an die Steuer- bzw. Meldeapparate anschließen. Dadurch wird eine ständige Kontrolle der Schalterstellungen ausgeübt. Der Synchronlauf beider Verteiler wird nach dem genannten Start-Stopp-Verfahren gewährleistet. Zu diesem Zweck enthalten die Verteiler besondere Rastenklinken, die bewirken, daß die Kontaktarme der beiden Verteiler gleichzeitig anlaufen und nach jedem Umlauf beiderseitig angehalten und nach kurzer Wartezeit zum Ausgleich etwaiger Stellungsdivergenzen wieder losgelassen werden. In der Zeit zwischen den Stellungskorrekturen wird der Lauf der Kontaktarme durch einen Fliehkraftregler geregelt. Um die Zahl der Lamellen auf dem Verteiler möglichst klein zu halten, arbeitet diese Einrichtung mit polarisierten Gleichstromstößen. Die Erde wird als Rückleitung nicht verwendet. Zur Erzeugung der Spannungen, die über die Fernleitung gehen, sind mit den Gleichstromantriebsmotoren gleichzeitig kleine Dynamos gekuppelt. Diese Einrichtung ist gewählt, um von evtl. Batterieerdschlüssen unabhängig zu sein. Beim Betrieb auf Signalkabeln, bei denen die anderen Adern zum Sprechen benutzt werden, können eventuelle Beeinträchtigungen des Sprechverkehrs durch Einbau von Drosselketten praktisch beseitigt werden.

Eine andere Einrichtung unterscheidet sich von der obigen nur dadurch, daß die Anzeige von Schalterstellungsänderungen erst nach

dreimaliger Wiederholung zur Ausführung kommt. Dieser Zusatz erscheint dann wertvoll, wenn die gesamte Einrichtung gegen Störimpulse zu sichern ist.

Eine weitere Variante des Verfahrens besteht darin, daß die Kontaktarme nicht dauernd rotieren, sondern normalerweise stillstehen, und zwar entweder auf dem Kontaktsegment der zuletzt erfolgten Übertragung oder in der Nullstellung. Die Verteiler laufen hierbei bei jeder neuen Übertragung von selbst an. Der Synchronlauf beider Verteiler wird bei Vorhandensein synchroner Wechselspannungen durch Synchronmotoren oder Schwingankermotoren in Verbindung mit einer Kontaktverriegelung bewirkt oder durch Verwendung von polarisierten Relais, die bei jedem Schritt des Verteilers den Synchronlauf überprüfen. Bei diesem Verfahren werden drei bis fünf Adern benötigt, die im ersten Fall, wenn nicht die Kraftleitungen selbst mit herangezogen werden können, zum Teil verhältnismäßig große Querschnitte haben müssen. Das Verfahren ist daher in solchen Fällen nur für geringere Übertragungsentfernungen geeignet.

Zu den Verfahren mit selbstanlaufenden Synchronverteilern gehört auch das folgende, bei dem normale Schrittschaltwerke mit elektromagnetischem Antrieb als Verteiler benutzt werden. Der Synchronismus beider Schrittschaltwerke wird hier bei jedem Schritt dadurch kontrolliert, daß sie nur dann weiterschalten können, wenn ihre Kontaktarme auf Kontakten mit entgegengesetzter Polarität stehen. Zu diesem Zweck sind die Kontakte jedes Schrittschaltwerkes abwechselnd an Plus- und Minusspannung gelegt, so daß beim Auftreten einer Stellungsdifferenz die Schrittschaltwerke sofort stehenbleiben und die Einleitung eines Schaltvorganges sperren, bis die Gleichstellung wiederhergestellt ist.

Im Gegensatz zu den Verfahren mit dauernd oder schrittweise arbeitenden Verteilern, die in der Regel nur mit Gleichstromübertragung betrieben werden können, stehen die sog. Impulsgruppenverfahren, die außer der Gleichstromübertragung auch eine solche mit Wechsel- und Hochfrequenzstrom zulassen. Die Zahl der Übertragungen läßt sich, wie bei der automatischen Telephonie, beliebig vervielfachen, insbesondere lassen sich größere Netze in der Weise ausbauen, daß mehrere Untervermittlungsämter gebildet werden. Da mit der Einrichtung mehrere gleichzeitige Schaltänderungen gespeichert werden können, ist auch der Verkehr zwischen dem Überwachungsort und mehreren Betriebsorten auf nur einer durchlaufenden Doppelleitung möglich.

Eine Ausführungsform arbeitet nach dem Prinzip des Schnelltelegraphen, in dem für jede Schaltung bzw. Rückmeldung eine besondere Zeichenkombination gebildet wird. Jedes Zeichen besteht dabei aus zwei Teilen, und eine besondere Einrichtung überwacht die Vollständigkeit der Zeichenübertragung. Passen die einzelnen Zeichen nicht zum Schema, so wird weder das Kommando ausgeführt noch die entsprechenden Meldungen entgegengenommen, sondern automatisch das Zeichen dreimal wiederholt, worauf eine Störungsmeldung einsetzt. Bei diesem Verfahren laufen die Apparate ständig und üben somit eine

dauernde Überwachungskontrolle aus, wogegen Kommandos und deren Rückmeldung bevorzugt und außerhalb des Zyklus übermittelt werden.

Bei einer anderen Einrichtung erfolgt die Übertragung für die Steuerung und Rückmeldung durch Impulsserien unter Verwendung normaler Schrittschaltwerke. Der Vorgang spielt sich in ähnlicher Weise ab wie bei der automatischen Telephonie, jedoch mit dem Unterschied, daß die betreffenden Impulsserien nicht mittels einer Nummernscheibe gegeben werden müssen, sondern bei jedem Schalt- oder Meldevorgang automatisch durch einen entsprechenden Impulsgeber gebildet werden. Außerdem ist die Einrichtung gegen Störungen in der Übertragung dadurch gesichert, daß die Impulsserien immer nur ein und dieselbe Impulszahl, z. B. 10, enthalten, die durch entsprechende Unterteilung in zwei durch ein Zeitintervall getrennte Impulsgruppen, z. B. 8 und 2, 3 und 7, gekennzeichnet sind. Dabei ist jeweils die erste Impulsgruppe die den betreffenden Vorgang kennzeichnende, während die zweite lediglich die dekadische Ergänzung für die Sicherung des Vorganges darstellt.

Bei Störungen der Übertragung wird auch bei dieser Einrichtung die Impulsgebe automatisch wiederholt, wobei gleichzeitig eine Störungsanzeige erfolgt. Jede einzelne Übertragung wird durch einen in umgekehrter Richtung gegebenen Quittungsimpuls beendet. Bei Fernschaltungen wird dadurch zunächst nur der Fernschaltvorgang abgeschlossen, und es schließt sich daran ein getrennter Rückmeldevorgang, der sich in der gleichen sichergestellten Weise abwickelt.

Nicht unerwähnt sollen die Anlagen bleiben, mit denen lediglich Meldungen und keine Steuerungen vorgenommen werden können. Diese kommen unter Umständen für die Überwachung unbesetzter Transformatoren in Städten in Frage. Man verwendet hierzu dem Feuermeldersystem ähnlich ausgebildete Einrichtungen, die wie diese in eine allen Stationen gemeinsame Drahtschleife eingeschaltet werden. Die Meldungen erfolgen teils auf einem Telegraphenapparat, teils in einem Lampentableau. Neuerdings werden Typendrucke für die Angaben der betreffenden Meldung und der zugehörigen Zeit bevorzugt. Die Einrichtungen sind in der Regel mit Drahtbruch- und Erdschlußsicherungen ausgestattet. Für geringeren Umfang sind auch Empfangseinrichtungen in Gebrauch gekommen, bei denen eine entsprechende Anzahl Schreibfedern auf einem breiten Papierstreifen über ein vieladriges Kabel ihre Meldungen registrieren.

Eine intensive Durchbildung haben auch die Überwachungstafeln mit ihren Steuerschaltern und Meldeorganen sowohl bezüglich der äußeren Ausgestaltung als auch bezüglich der Konstruktion der Einzelteile erfahren. Für Anlagen kleineren und mittleren Umfanges, bei denen sowohl Steuerung wie auch Rückmeldung in Frage kommt, werden die Schalt- und Rückmeldeorgane in der Regel derart ausgeführt, daß die Fernsteuerung und auch die Quittierung des Rückmeldevorganges in dem Schaltbild vorgenommen werden kann. Bei einer Ausführungsform werden die Verbindungsleitungen durch Leuchtstreifen dargestellt, die durch eine Abhängigkeitsschaltung von den Meldeorganen derart gesteuert

werden, daß sie insoweit aufleuchten, als die betreffenden Leitungen unter Spannung stehen.

Bei Anlagen größeren Umfanges, z. B. Lastverteileranlagen für Großstädte, wird in der Regel auf eine Fernschaltung verzichtet. Bei sehr großen Überwachungsanlagen macht auch die Quittung von Hand in den Leuchtschaltsbildern Schwierigkeiten, und man geht daher zu einer Sammelquittierung über. Da bei solchen Überwachungstafeln die Darstellung der in Betracht kommenden Verbindungsleitungen nach ihrer geographischen Lage einerseits unnötig Raum verschlingt und die Überwachung nicht sehr erleichtert, andererseits aber nicht die Möglichkeit offen läßt, irgendwelche Veränderungen oder Ergänzungen nachträglich leicht anzubringen, ist noch eine andere Darstellungsart in Gebrauch gekommen. Bei dieser Darstellungsart werden einzelne in sich gleichartige und beliebig zusammenfügbare Aufbauelemente verwendet, und es wird auf die geographische Darstellung der Verbindungsleitungen verzichtet. Dafür enthalten die betreffenden Aufbauelemente eine korrespondierende Bezeichnung in Ziffern, die bei einer Schaltänderung aufleuchten und damit auf die betreffende Verbindung hinweisen.

Hinsichtlich der Betriebsanforderungen ist folgendes zu sagen:

Neben größter Betriebssicherheit wird größtmögliche Einfachheit des Systems verlangt. Gleichstromantrieb wird bevorzugt, um auch bei wegbleibender Wechsellspannung steuern und melden zu können. Direkter Anschluß an vorhandene Starkstrombatterien für Hilfsbetriebe scheint sich nicht zu bewähren, da diese nicht erdschlußfrei zu halten sind. Im allgemeinen scheint man zu verlangen, daß sämtliche Teile robust ausgeführt werden, leicht auswechselbar sind und alles womöglich in Blechschränken zusammengebaut werden kann. Die Montagen müssen übersichtlich sein. Klare und übersichtliche Bezeichnung der Klemmanschlüsse ist auch allgemeine Forderung. Die Betätigungen der Fernsteuerung sollen so übersichtlich wie möglich gehalten werden, um Irrtümer bei schneller Bedienung auszuschließen. Der Einbau der Betätigungsanordnungen in Leucht- oder Blindschaltsbildern wird bevorzugt. Die Meldungen sollen womöglich so sein, daß bei der Fernsteuerung besetzter oder automatischer Stationen die Meldungen auch dann gespeichert werden, wenn der Vorgang durch die Automatik oder Handbedienung am Ort sofort wieder rückgängig gemacht wird. Pumpen von Schaltern muß unter allen Umständen vermieden sein. Erdschluß- und Kurzschlußkontrolle der Hilfsleitungen werden als notwendig angesehen. Ebenso ist bei der Steuerung eine sichere Unterscheidung von Trennschaltern und Ölschaltern unbedingt notwendig. Gegen falsche Betätigung werden Trennschalter und Ölschalter elektrisch oder mechanisch gegeneinander verriegelt, und zwar bevorzugt man, die Verriegelung nicht über die Fernleitungen sondern an Ort und Stelle auszuführen, um diese Verriegelung auch bei Störungen in den Fernleitungen aufrechtzuerhalten. Störungen in den Stationen werden im allgemeinen durch zwei Signale unterschieden; ein Signal bedeutet die völlige Störung, das andere Signal eine gefahrdrohende Störung. Die Einzelheiten der

Störungen werden gern durch Fallklappen in der überwachten Station selbst angezeigt. Man pflegt diese Anordnung deshalb so vorzusehen, um die Fernsteuerung durch die Zahl der Meldungen nicht zu überlasten und weil man von dem Gedanken ausgeht, daß bei Störungsmeldungen die Station doch besucht werden muß, und es genügt, wenn man dann erst genau die Art der Störung zu übersehen vermag.

IX. Die in Gebrauch befindlichen Apparate zur Fernmessung und Fernzählung jeweils einschl. der Summierungsmöglichkeiten

Die Fernmessung dient zur Übertragung aller praktisch vorkommenden elektrischen Betriebsgrößen, auch von Stellungsanzeigen, Wasserständen u. dgl. Zur Messung dieser Größen werden bei zweien der bekanntgewordenen Fernmeßeinrichtungen rotierende Instrumente (Zähler), bei den anderen Zeigermeßgeräte als Ausgangsinstrumente verwendet.

Die Fernmeßverfahren können grundsätzlich in zwei Gruppen eingeteilt werden, nämlich in solche, bei denen die Meßgrößen durch einen Strom von entsprechender Intensität fernübertragen werden (Stromübertragung), und andererseits solche, bei denen die Übertragung der Meßgrößen lediglich durch Stromimpulse erfolgt (Impulsübertragung). Die erste Methode ist an die Übertragung auf durchgehenden Leitungen gebunden und eignet sich deshalb mehr für kürzere Entfernungen, die zweite dagegen auch für größere und größte Entfernungen und für Übertragung mittels Strömen beliebiger Art, insbesondere Hochfrequenzströmen. Bei der Stromübertragung bestehen die Empfangsgeräte aus normalen elektrischen Meßinstrumenten, meist solchen mit Drehspulsystem. Bei der Impulsübertragung enthält die Empfangseinrichtung entweder eine Relaischaltung zur Umwandlung der Impulse in eine elektrische Meßgröße, die dann ihrerseits durch ein elektrisches Meßinstrument angezeigt wird, oder eine mechanische Einrichtung zur direkten Wiedergabe des Zeigerausschlages.

Von den Stromübertragungsverfahren ist in Deutschland eines in Gebrauch gekommen, welches ohne eine Hilfsspannung arbeitet. Bei diesem sog. *Generatorverfahren* besteht das eigentliche Meßgerät aus einem Zähler, mit dessen Achse der Fernmeßgeber in der Bauart eines Amperestundenzählers gekuppelt ist. Die erzeugte Gleichspannung des Generators ist proportional der Drehzahl und damit der zu übertragenden Meßgröße; sie liegt in der Größenordnung von 1 V. Als Anzeigergeräte werden Spezialdrehspulstrommesser mit einer Nennstromaufnahme von 1 mA verwendet. Infolge des geringen Stromes können mit dem Verfahren keine der üblichen Tintenschreiber, bei denen das Meßsystem direkt mit der Schreibvorrichtung verbunden ist, sondern nur Punktschreiber betrieben werden. Die Summierung geschieht durch Reihenschaltung der Meßgeneratoren. Bei gleichzeitiger Einzelanzeige werden Sender mit 2 Generatoren verwandt.

Die folgenden Stromübertragungsverfahren verwenden als Meßgeräte Zeigerinstrumente und eine besondere Hilfsstromquelle meist für Gleichstrom und sind dadurch auch für die Überbrückung größerer Entfernungen geeignet.

Bei den *Widerstandsverfahren* wird von dem Zeiger des Meßgerätes ein der Meßgröße proportionaler Widerstand in den Fernmeßstromkreis eingeschaltet.

Das sog. Ringrohrsystem enthält ein zu einem Ring gebogenes Glasrohr von kreisförmigem Querschnitt, in dessen Innerem sich eine Widerstandsspirale aus Platinlegierung befindet. Das Ringrohr ist auf die Zeigerachse des Meßgerätes, das mit hohem Drehmoment arbeiten muß, aufgesetzt. Das Rohr ist zur Hälfte mit Quecksilber gefüllt, welches je nach der Lage des Rohres einen bestimmten Teil der Widerstandsspirale kurzschließt.

Bei einer anderen Ausführungsform bewegt das Meßsystem einen Fühlzeiger mit einer feinen Schleifbürste, die mit geringem Druck auf einer Widerstandswalze aus Edelmetallegierung schleift und an dieser einen entsprechenden Widerstand abgreift.

Bei Verwendung von 3 Fernleitungen lassen sich als Anzeigergeräte Kreuzspulinstrumente verwenden, wodurch Änderungen der Hilfspennungen und des Widerstandes ausgeschaltet werden. Diese Einrichtungen werden mit einer Spannung von einigen Volt betrieben. Die Größe der Übertragungsströme richtet sich nach den Verhältnissen und beträgt bis zu 150 mA. Die Summierung von Meßgrößen ist grundsätzlich möglich, jedoch erfordert gleichzeitige Einzelanzeige bei letzteren besondere Mittel.

Bei dem Potentiometerverfahren ist das sog. Doppelfallbügelgerät bekanntgeworden. Bei diesem wird ein größerer Potentiometerwiderstand verwendet, der an einer konstant zu haltenden Gleichspannung liegt. Durch abwechselnd betätigte Doppelfallbügel wird der mit der Achse des Meßgerätes verbundene Abtastzeiger und ein mit diesem federnd gekuppelter Folgezeiger jeweils auf den Widerstand gedrückt und dadurch ein entsprechender Teil des Gesamtwiderstandes und damit eine entsprechende Teilspannung in den Fernübertragungsstromkreis eingeschaltet. Die Gleichstromhilfsspannung beträgt bis zu 24 V. Wegen der in dem Potentiometerwiderstand auftretenden Spannungsabfälle darf der Übertragungsstrom einen bestimmten Bruchteil des Potentiometerstromes nicht überschreiten und liegt daher in der Größenordnung von nur 1 mA oder darunter.

Im Gegensatz zu dem obengenannten reinen Abtastverfahren wird bei dem *Kompensationsverfahren* der Übertragungsstrom selbsttätig entsprechend der Meßgröße eingeregelt. Mit dem eigentlichen Meßsystem ist ein vom Übertragungsstrom durchflossenes Kompensationsystem mechanisch gekuppelt. Durch eine mit dem System verbundene Kontaktvorrichtung wird ein Regelmechanismus für den Übertragungsstrom so gesteuert, daß sich Gleichgewicht zwischen den beiden Meßsystemen einstellt. Nach Herstellung des Gleichgewichtszustandes ist daher der Übertragungsstrom der zu übertragenden Meßgröße proportional. Der eigentliche Regelmechanismus wird bei einer Kompensationseinrichtung dadurch entbehrlich, daß diese nach Art eines Vibrations Schnellreglerprinzips arbeitet und dadurch die sonst vorhandene Trägheit ausschaltet und selbst bei hoher Empfindlichkeit

Überregelungen vermeidet. Hierdurch folgt die Anzeige des Empfangsgerätes dem Meßwert innerhalb weniger Bruchteile von Sekunden, und es stimmt daher die Fernanzeige auch bei rascheren Betriebsänderungen praktisch mit dem ursprünglichen Meßwert überein.

Bei den Kompensationsverfahren können Betriebsspannung und Übertragungsstrom beliebig gewählt werden, die Summierung ist auch bei gleichzeitiger Einzelanzeige durch Zusammenfassung der betreffenden Stromkreise in einfacher Weise durchführbar.

Von den Impulsmethoden sind das Impulsfrequenz- und das Impulszeitverfahren in Gebrauch.

Beim *Impulsfrequenzverfahren*, dessen Grundprinzip seit langem bekannt ist, wird als Sender ein Zähler verwendet, der mit einer Kontaktvorrichtung versehen ist. Dieser sendet eine der Drehzahl des Zählers proportionale Impulsfrequenz von maximal 5 bis 6 Impulsen in der Sekunde bei größtem Meßwert aus. Die Impulse betätigen an der Empfangsseite ein 2poliges Umschalterelais, welches beim Anziehen und Abfallen — also am Anfang und Ende eines jeden Impulses — die Anschlüsse eines Meßkondensators vertauscht, der in Reihe mit dem Anzeigement an einer konstant zu haltenden Gleichspannung liegt.

Durch besondere Ausbildung der Trägheitsverhältnisse und des Drehmomentes des Empfangsinstrumentes gelingt es, einen ruhigen Zeigerstand zu erzielen, trotzdem Stromstöße auf das Instrument wirken. Dieses zeigt den Mittelwert der Stromstöße an, und zwar folgt dabei die Anzeige praktisch innerhalb einiger Sekunden dem eigentlichen Meßwert. Als Gleichstromquellen werden mit einer Dauerladevorrichtung versehene Akkumulatoren verwendet. Infolge der sehr geringen Stromentnahme ist nur selten eine Nachregulierung der Hilfsspannung notwendig. Die Spannung beträgt 12 bis 24 V, Anzeigestromstärke je nach Art der verwendeten Empfangsinstrumente Bruchteile eines mA bis zu einigen mA. Die mittlere Anzeigegenauigkeit kann im praktischen Betrieb auf $\pm 2\%$ gehalten werden. Es können anzeigende Instrumente in runder und Profiform und auch Registriergeräte mit kontinuierlicher Tintenschrift verwendet werden. Die Summierung ist durch die Parallelschaltung der Kondensatoren mit ihren Umschalterelais, bei wenigen Summanden auch durch mechanische Kupplung der Sender möglich. Mittels eines Gleichstromamperestundenzählers kann die Summe der Kondensatorströme weiter übertragen werden. Bei der Übertragung von Stellungsanzeigen wird als Sender ein Spezialzählerelement verwendet, das seine Drehzahl unabhängig von Spannungsschwankungen, lediglich nach der Einstellung einer an die Stromspule des Zählers angeschlossene Drosselspule ändert, deren Eisenkern von der Stellung des zu übertragenden Organes abhängig ist. Sie wird verwendet zur Übertragung von Wasserständen, Schieberstellungen, Wehrstellungen u. a. m. auf große Entfernungen.

Beim *Impulszeitverfahren* wird als Meßgerät ein Zeigerinstrument verwendet, dessen Ausschlagswinkel durch eine mit einem Synchronmotor angetriebene Kontaktvorrichtung in regelmäßiger Wiederholung

abgetastet wird. Dadurch werden in der Fernleitung Stromimpulse proportionaler Zeitdauer erzeugt, die durch Gleichstrom oder Wechselstrom oder Hochfrequenzströme übertragen werden können. Das Anzeigegerät enthält hier kein Meßsystem, sondern nur eine mechanische Verstellvorrichtung, die während der Impulsdauer ebenfalls durch einen Synchronmotor angetrieben wird. Die Einrichtung ist dabei so getroffen, daß sich der Zeiger des Empfangsinstrumentes jeweils aus der alten nur in die neue Stellung bewegt, ohne in die Nullstellung zurückzufallen. Die Häufigkeit der Zeigereinstellung kann bis auf 2,5 s gebracht werden, so daß dann die an sich absatzweise Übertragung praktisch kontinuierlich erscheint. Jeder neue Anzeigewert fällt zeitlich mit der Zeigerstellung des Gebermeßgerätes zusammen, und daher wird in der genannten Zeit auch jede Änderung der Meßgröße richtig erfaßt. Infolge der hohen Verstellkräfte nimmt auch bei Tintenschreibern der Zeiger sofort seine neue Lage ein. Die erforderliche Übereinstimmung der Drehzahl beim Sender und Empfänger wird durch Anschluß der Synchronmotoren an das normale Wechselstromnetz gewährleistet. Bei einer Ausführungsform erlaubt die Verwendung von Synchronuhrenmotoren einen gedrängten Aufbau in der für normale Meßinstrumente üblichen Tubusform. Die Summierung ist bei gleichzeitig eintreffenden Impulsen und auch bei absatzweise nacheinander übertragenen Summanden möglich; in letzterem Fall ist es bei einer großen Zahl von Summanden empfehlenswert, zunächst Mittelwerte der Meßgrößen zu bilden. Zur absatzweisen Übertragung solcher Werte dienen Schaltwalzen in der Sende- und Empfangsstelle, die ebenfalls durch Synchronmotoren angetrieben werden. Die Schaltwalze in der Überwachungsstation gilt gleichzeitig als Schaltuhr zur Festlegung der Integrationszeit für die Mittelwertbildung. Als Ausgangsinstrument dient ein Zähler mit einer Kontaktvorrichtung, der während der Integrationszeit entsprechend der Zahl seiner Umdrehungen einen Zeiger elektrisch weiterschaltet, dessen Ausschlag jeweils mittels der Impulszeiten übertragen wird.

Bei der *Fernzählung* wird im Gegensatz zur Fernmessung eine völlig fehlerfreie Übertragung und insbesondere Summierung von Impulsreihen gefordert, wobei jeder Impuls nach einer bestimmten Zahl von Umdrehungen eines Zählers gegeben wird und somit einer bestimmten Arbeitsmenge entspricht. Das Verfahren dient vorwiegend zur Bildung und Fernübertragung des Maximums bzw. Summenmaximums aus den Angaben von Zählern, die selbst nicht in einer Summenschaltung betrieben werden können. Die Summierung bzw. Differenzbildung erfolgt auf mechanischem Wege, und zwar entweder durch Differentialgetriebe oder durch Relaisketten.

Besonderer Wert wird auf klare Kontaktgabe der Zähler gelegt; man verwendet hierzu entweder Einrichtungen, die mittels Federspannung arbeiten, oder eine polarisierte Kontaktgabe.

An *Betriebsanforderungen* an Fernmeßeinrichtungen von seiten der Praxis wird außer der selbstverständlichen Zuverlässigkeit der Anzeige genannt: größtmögliche Unabhängigkeit vom Isolationszustand der Leitung, Möglichkeit der Überlagerung über Telefongespräche, ohne

diese zu stören, einwandfreie Summenbildung, beliebige Änderung der Summenkombinationsmöglichkeit, möglichst schnell folgende kontinuierliche Anzeige mit Tintenschrift, um auch plötzliche Lastschwankungen zu erfassen, da diese auch zur Lokalisierung von Störungen im Betrieb mit herangezogen werden können und das aufbewahrte Diagramm stets als statistischer Beleg sehr wertvoll ist.

Bemerkt sei noch, daß Impulssysteme mit Hochfrequenzübertragung über 200 km und über 120 km Telephonfreileitung bei gleichzeitigem Fernsprechen seit ca. 2 Jahren in einwandfreiem Betrieb sind.

X. Fernregulierapparate

Auch hier hat der Zusammenschluß großer Netze, die, jedes für sich, aus einer großen Anzahl von Kraftquellen gespeist werden, in Verbindung mit den vielen Tarifbestimmungen bezüglich des Energieaustausches das Bedürfnis nach Fernregulierapparaten ausgelöst. Als weiteres Anwendungsgebiet für Leistungsregulierapparate ist der Anschluß großer Fabriken, die ihren Bedarf nur zum Teil aus eigenen Kraftquellen decken, dadurch entstanden, daß die Elektrizitätswerke dann den Strom zu den günstigsten Bedingungen liefern, wenn er möglichst gleichmäßig entnommen wird. Dies waren die Ursachen für die Entwicklung von Wirk- und Blindleistungsregulierapparaten, während das Bedürfnis nach Frequenzreglern, die zwei Zwecken dienen, erst in letzter Zeit entstanden ist. Die Gründe für die Ausbildung letzterer Regler waren einmal der Umstand, daß die Empfindlichkeit der an den Turbinen selbst angebrachten Tourenregler verschiedener Fabrikation, Konstruktion und Größe unter sich sehr verschieden ist, wodurch bei Lastveränderungen auch Verschiebungen in der Lastverteilung entstehen. Man hat gefunden, daß diese Verhältnisse sich dann besserten, wenn die Frequenz so genau als irgend möglich konstant gehalten wurde. Der zweite Grund war die zunehmende Anwendung von Synchronuhren, die von den Starkstromnetzen aus betrieben werden. Da über derartige Regler nur erst kurzzeitige Erfahrungen vorliegen, soll über diese letzteren Reglerarten nicht berichtet werden.

Ortsregler, wobei die zu regelnde Größe sich in nächster Nähe der Antriebsturbinen befindet, sind mit gutem Erfolg in Betrieb. An Fernreglern, die über größere Entfernungen z. Zw. über Hochfrequenz- und über Telephonkabel in Hintereinanderschaltung arbeiten, sind erst zwei Anlagen bekanntgeworden. Das Wesentlichste, was bei diesen Reglern besondere Überlegungen verlangte, waren die Einrichtungen, die dazu dienen, ein Überregeln der Turbinen zu verhindern. Man hat verschiedene Methoden mit annähernd gleich gutem Erfolg ausprobiert. Die Regler werden mit und ohne Fahrplansteuerung ausgeführt, derart, daß die Einstellung des Sollwertes durch die Uhrzeit erfolgt.

Wenn im folgenden die Wirkungsweise der Regler nur kurz gestreift wird, so liegt das daran, daß man über ihre Wirksamkeit zum Ausgleich der Betriebsschwierigkeiten gekuppelter Netze und in der mühelosen Vertragseinhaltung noch nicht genügend Erfahrung hat. Es ist abzuwarten, welche Erfolge sich für den Betrieb ergeben werden. Bei der

einen Methode wird an der Stoßstelle zweier zusammengeschlossener Netze ein Wattmeter eingebaut, dessen Meßwert (für die Regelung Istwert) bei Hochfrequenzübertragung durch Impulszeitfernmessung nach der Stromlieferungsstelle hin übertragen wird. Diesem übertragenen Wert wird ein Sollwert gegenübergestellt, der entweder von Hand oder nach der Uhrenzeit eingestellt werden kann. Solange beide Werte übereinstimmen, erfolgt keine Reglung. Der Vergleich zwischen Ist- und Sollwert erfolgt durch eine Steuerwaage, und das Ergebnis des Vergleiches ist maßgebend für das Intätigkeittreten der automatisch wirkenden Turbinenregeleinrichtungen. Dieser Reguliervorgang muß natürlich pendelfrei arbeiten, und es sind besondere Rückföhrungseinrichtungen angewandt, die während des Regelvorganges selbst den Sollwert kurzzeitig fälschen. Da die Maschinenträglichkeit von vornherein nicht bekannt ist, muß die Rückföhrungseinrichtung nach Geschwindigkeit und Betrag einstellbar sein. In gewissen Fällen kann der Lastverteiler von einer anderen Stelle aus, ebenfalls durch Übermittlung von Impulszeiten, bei diesem System den Sollwert in Abweichung vom Fahrplan verändern. Man hat diese Möglichkeit vorgesehen, um bei Störfällen das ganze System beweglicher zu halten. Kontrollvorrichtungen sorgen dafür, daß die Reglung bei unzulässig hohen Änderungen der Istwerte gegen den Sollwert die Automatik blockieren. Ebenso ist ein Übergang auf Handbetrieb jederzeit möglich. Ist- und Sollwerte werden registriert, so daß man das Arbeiten der Regler nachträglich kontrollieren kann. Ein anderer Weg, der neuerdings beschritten wird, ist der, durch Impulszeitfernmessung den Schnellregler der Generatoren zu beeinflussen, um auch Spannungskonstanthaltung dann durchzuführen, wenn der Spannungsregelpunkt vom Kraftwerk weit entfernt liegt. Eine andere Reglungsart für alle Regelgrößen arbeitet nach dem Impulsfrequenzprinzip, doch nicht derart, daß die Reglung vom Empfangsinstrument abgeleitet wird, sondern daß man durch eine Art Nebenuhrwerk aus dem Empfangsumschalterelais eine rotierende Bewegung ableitet. Es sind auf diese Weise auch bei der Impulsfrequenzmethode, genau wie bei der Impulszeitmethode, die doch stets empfindlicheren Meßinstrumente auf der Empfangsseite aus dem ganzen Reguliervorgang ausgeschaltet. Der so entstandenen Drehzahl, die sich proportional mit der Belastung in der Ferne ändert, wird eine durch einen Fahrplan in ihrer Geschwindigkeit geänderte andere Drehzahl gegenübergestellt und die Abweichung beider Drehzahlen voneinander zur Regulierung der Antriebsmaschine benutzt. Auch bei dieser Methode ist dafür gesorgt, daß ein Überregulieren durch Schrittregelung vermieden wird. Auch die sonstigen Sicherheits- und Kontrolleinrichtungen sind selbstverständlich vorhanden.

Ein Leistungsfernregler der ersteren beschriebenen Art mit Steuerwaage ist mit befriedigendem Ergebnis seit über zwei Jahren in Betrieb. Die Übertragung geschieht in diesem Fall über Telefon und Kabel.

In einem anderen Fall wurde zur Konstanthaltung der Zuschußleistungslieferung von einem Elektrizitätswerk zu einer Fabrik mit eigenen Kraftquellen in einjährigem Betrieb mit einem anderen Fern-

regler gute Erfolge erzielt, indem es gelang, den Sollwert durch Regulierung der eigenen Kraftquellen automatisch auf 2% genau konstant zu halten. Bei dieser Methode wurde in die Fernleitung ein Wattmeter eingebaut, dessen Zeiger durch Vermittlung eines Fallbügels verschiedene Kontakte schließen konnte, die längere oder kürzere Regelimpulse, je nach der Größe der Zeigerabweichung vom Sollwert, auf den Regelmotor des Turbinenventils geben.

Eine weitere Ausführungsform, die mit Drucköl arbeitet und direkt auf die Dampfturbinensteuerung wirkt, ist ebenfalls häufig anzutreffen. Das elektrische Glied ist dabei ein Ferraris-Leistungsrelais.

XI. Die sonstigen modernen Nachrichtenmittel der Elektrizitätswerke

Das Nachrichtenwesen, insbesondere die Fernsprecher, sind in weitgehendem Maße in den Elektrizitätswerkbetrieben, und zwar nicht nur in den großen Überlandnetzen, sondern auch in den Großstadtnetzen und in den Versorgungsnetzen von kleineren Städten eingeführt. Auch die unbesetzten Stationen verfügen sehr häufig über Betriebsfernsprecher, durch die man sich bei Revisionen oder Störungen teils über ein werkeigenes Netz, teils über ein Postnetz mit der Betriebsleitung in Verbindung setzen kann. In einfachen Fällen zieht man die Betriebsfernsprecher auch dazu heran, selbsttätig Signale abgeben zu können, daß in der Station irgendein Schalter ausgelöst oder sonst eine der Sicherheitseinrichtungen angesprochen hat. Sehr großer Wert ist bei allen Betriebsfernsprechanlagen auf die Sicherheit gegen Gefährdung des Personals gelegt. Es werden dazu die verschiedensten Einrichtungen verwandt, die in Abschnitt „die Verbindung der Bedienungsstelle mit der Empfangsstelle“ bereits angedeutet sind. Die Nachrichtenübermittlung erfolgt in Elektrizitätswerkbetrieben nach dem heutigen Stand der Technik, wenn man allgemein berichten will, durch Telegraphieren, Fernsprechen und Bildübertragung. Besonders zu erwähnen sind hier die Niederfrequenzfernsprechanlagen mit Schutz gegen Hochspannung.

Mit Rücksicht auf die Wirtschaftlichkeit wird man, sofern besondere Fernsprechleitungen benutzt werden, diese im Hinblick auf die große Betriebssicherheit auf *demselben Gestänge der Kraftleitungen* verlegen bzw. bei Verlegung der Hochspannungsleitung als Kabel in *demselben Kabelgraben ein Fernmeldekabel* mit unterbringen. Hierbei unterliegen die Fernsprechleitungen den bekannten Ferneinwirkungen durch die Hochspannungsleitungen. Bei den heute zur Anwendung kommenden hohen Spannungen in den Kraftübertragungsleitungen überwiegen bei der Verwendung von Fernsprechfreileitungen die Influenzwirkungen, zu deren Beseitigung besonders dimensionierte Erdungsspulen für große Leistungen, die Wicklungen symmetrisch aufgebaut, unter Ölisolation, mit kleinem Ohmschen und großem Scheinwiderstand, die Wicklungen für hohe Durchschlagsfestigkeit vorgesehen, geschaffen wurden. Bei der Verlegung der Fernsprechleitungen als Kabel im Parallelverlauf mit Hochspannungsfreileitungen bzw. wenn beide Leitungen als Kabel verlegt sind, werden durch den geerdeten Bleimantel und die Armierung die elektrischen Kraftlinien nach Erde abgedrängt, so daß die Adern

störungsfrei bleiben. Diese Schutzmaßnahme genügt jedoch nicht gegen die elektromagnetischen Wirkungen. Gegen diese sind die Kabeladern nicht geschützt. Es bedarf somit bei der Verlegung von Fernsprechfreileitungen und Kabeln besonderer Schutzeinrichtungen und Schutzmaßnahmen gegen die Ferneinwirkungen (s. a. Abschnitt „Die Verbindung der Bedienungsstelle mit der Empfangsstelle“).

Neben den Erdungsspulen für Fernsprechfreileitungen verwendet man in allen hochspannungsbeeinflussten Betriebsfernsprechanlagen Schutztransformatoren mit hoher Durchschlagsfestigkeit von Wicklung gegen Wicklung bzw. gegen Erde, gegebenenfalls mit vorgeschalteten, abgestuften Strom- und Spannungssicherungen sowie besondere Schalteinrichtungen, um so die Amtseinrichtungen und vor allem das Bedienungspersonal vor der gefährlichen Spannung zu schützen. Durch die vorgeschalteten Hochspannungsschutzeinrichtungen wird erreicht, daß auf der Unterspannungsseite der Schutztransformatoren keine Spannungen auftreten können, die dem Bedienungspersonal gefährlich werden können, wie oszillographisch nachgewiesen wurde. Neben den bekannten hochspannungssicheren Ringübertragern mit einer Wicklungsisolation für 2 kV sind zum Schutz der beeinflussten Kabel für den Kabelabschluß und für die induktive Unterteilung der Kabel hochspannungssichere Ringübertrager mit einer Wicklungsisolation von 7 kV konstruiert, und es wird weitgehender Gebrauch von ihnen gemacht.

Den erhöhten Forderungen der werkeigenen Anlagen in bezug auf eine größtmögliche Betriebssicherheit bei Auftreten hochspannungsseitiger Störungen Rechnung tragend, ist für den Betrieb der Fernsprechspezialeinrichtungen in Verbindung mit Freileitungen außer dem bis jetzt verwendeten Hochspannungsschutz ein Überspannungsschutz eingeführt worden. Die Schutzvorrichtungen bestehen in der Entlastung der Hochspannungsschutzeinrichtungen durch einen vorgeschalteten Überspannungsschutz in Form von Hochfrequenz-Flachband-Drosselspulen und Hörnerableitern mit Blasmagneten. Auch Kathodenfallableiter wurden in Betriebsfernsprechanlagen zum gleichen Zweck eingeführt. Mit derartig ausgerüsteten Betriebsfernsprechanlagen ist es in kompensierten Hochspannungsnetzen mit Löschtransformatoren möglich, auch beim Fahren im Erdschluß und während eines Gewitters bei auftretenden Überspannungen eine durchaus betriebssichere Fernsprechverbindung aufrechtzuerhalten. Die bis jetzt angewendeten Grobspannungsableiter — Ansprechspannung 3 kV — sind den in Großkraftübertragungsanlagen auftretenden Kurzschlußströmen angepaßt worden. Neukonstruktionen wurden mit Kurzschlußstromstärke von 6000 Amp. und einer Dauer der Kurzschlußstrombelastung von 10 s untersucht und in einheitlicher Ausführung, für Innen- und Freiluftmontage geeignet, eingeführt.

Für den Fernsprechweitverkehr bei hochspannungsbeeinflussten Fernsprechfreileitungen wurden die Fernsprech- und Amtseinrichtungen mit Zentralverstärkern zur Verstärkung der abgehenden Sprachenergie im Gegensatz zu den bekannten End- und Zwischenverstärkern, die für solche Leitungen nicht geeignet sind, ausgerüstet.

Sowohl für den Nah- als auch für den Weitverkehr sind im Hinblick auf die Einführung der Selbstanschlußämter für den Betrieb auf hochspannungsbeeinflussten Leitungen geeignete Übertragungseinrichtungen, die ohne die Mitverwendung der Erde als Rückleitung arbeiten, entwickelt und in der EW.-Telephonie mit Vorteil angewendet worden.

Die Impulsübertragung für die Einleitung und Auslösung der Verbindungen und der damit zusammenfallenden Schaltmanipulation und die Signalisierung über Fernleitungen, die durch hochspannungssichere Übertrager abgeschlossen sind, findet entweder mit Netzwechselstrom 50 Hz oder mit Gleichstrom auf induktivem Wege statt. Für lange Fernkabelleitungen, welche mit Zwischenverstärkern arbeiten, wird an Stelle der Gleichstrom- bzw. Wechselstromimpuls-gabe die Tonfrequenzimpuls-gabe verwendet. Mit den drei Arten der Impulsübertragung lassen sich auf den Leitungsstrecken verteilte Betriebsfernsprecher, die induktiv mit den Fernleitungen in Verbindung stehen, selektiv anrufen, um gegebenenfalls mit den verschiedensten Betriebsstellen *Rundgespräche* zu führen.

Induktorfernsprechapparate finden als Streckenfernsprecher ihrer einfachen und robusten Ausführung wegen als Wand- und Tischapparat mit den üblichen Mikrotelephonen Verwendung. Tragbare Fernsprecheinrichtungen mit Hochspannungsschutz dienen den Streckenrevisionen, wobei die Anschaltung mit besonderen Drahtauflegern an jedem beliebigen Punkt des Leitungsnetzes erfolgen kann. In verschiedenen deutschen Anlagen sind an 120 Fernsprechstationen bei einer Netzausdehnung von 1200 km seit Jahren mit Erfolg im Betriebe. Sowohl die Schutzeinrichtung als auch der Zusammenschluß der werkeigenen Betriebsfernsprechanlagen unter Hochspannungsbeeinflussung mit Reichspostleitungen, die die Behörde den deutschen EW.-Unternehmungen zur Verfügung stellt, sind zugelassen.

Schon zur Zeit der ersten Weltkraftkonferenz bestanden in erheblichem Umfang betriebssichere *Hochfrequenzverbindungen längs Höchstspannungsleitungen*. Inzwischen sind noch erhebliche Fortschritte erzielt worden, auf die in folgendem kurz hingewiesen werden soll.

Die Senderleistung wurde, hauptsächlich um der Gefahr einer Beeinflussung fremder Anlagen vorzubeugen, so klein wie möglich gehalten. Sie beträgt bei den in Deutschland gebauten HF-Fernsprechanlagen bis 10 W. Es lassen sich damit Entfernungen von etwa 400 km bei glatt durchlaufenden Leitungen mit dem üblichen Querschnitt vollkommen betriebssicher überbrücken. Längere ununterbrochen durchlaufende Leitungen sind kaum vorhanden. Gespräche über größere Entfernungen werden jedoch oft erforderlich durch den Zusammenschluß benachbarter Netze. In diesem Falle besitzt jedes der in Frage kommenden Werke in der Übergabestelle sein eigenes Hochfrequenztelephoniegerät. Direkte Gespräche zwischen den Hauptkommandostellen der beiden Netze wickeln sich dann in der Weise ab, daß die beiden Hochfrequenzstationen niederfrequenzseitig durchgeschaltet werden. In der Regel geschieht das vollautomatisch durch entsprechende Nummernscheibenwahl, so daß ein besonderer Vermittlungsbeamter nicht in Anspruch genommen

wird. Auf diese Weise sind zum Beispiel direkte Sprechverbindungen zwischen Köln und München, Entfernung über 600 km, und zwischen Abo und Wiborg, Entfernung über 400 km, hergestellt.

Einer Zersplitterung in der Entwicklung ist dadurch vorgebeugt, daß die in Frage kommenden deutschen Firmen nur je eine Standarttype herstellen, die den verschiedensten Verhältnissen angepaßt werden kann. Für den beliebigen Verkehr mehrerer Stationen untereinander können Sender- und Empfangswelle vertauscht werden, während für den Strahlenverkehr feste Wellen vorgesehen sind. Neuerdings findet auch Rufrückmeldung Anwendung, was besonders dann wertvoll ist, wenn im Hochspannungsnetz eine Störung eingetreten ist. Gerade in solchen Fällen kann es sehr leicht vorkommen, daß der Gerufene anderweitig in Anspruch genommen ist und sich nicht sofort melden kann. Die rufende Stelle hat dann eine sichere Kontrolle dafür, daß die HF-Fernsprechanlage funktioniert und nicht etwa auch durch die Leitungsstörung in Mitleidenschaft gezogen ist. Alle Stationen können über Klappenschränke an Niederfrequenzfernsprechanlagen angeschlossen werden. Es laufen Anlagen, bei denen Hochfrequenzstationen über ein 200 km langes werkeigenes Telephonkabel besprochen werden. Die Geräte lassen sich ferner, ohne daß besondere Zwischenglieder erforderlich werden, an automatische Fernsprechanlagen anschließen. Auf diese Weise können werkeigene automatische Fernsprechzentralen über die vorher erwähnte Entfernung von 600 km miteinander verbunden werden, so daß man von jedem Teilnehmer der einen Automatenzentrale jeden beliebigen Teilnehmer der anderen durch entsprechende Nummernwahl rufen kann. Die einwandfreie Übermittlung der Rufimpulse über derartige Entfernungen wäre ohne Verwendung von Trägerfrequenz nicht möglich.

Schließlich lassen sich an die Telephoniestationen auch Hilfsapparate, wie z. B. Typendrucke oder elektrochemische Bildübertrager anschließen.

Die Praxis hat gezeigt, daß es möglich sein muß, mehrere Hochfrequenzverbindungen ohne gegenseitige Beeinflussung gleichzeitig nebeneinander zu betreiben. Man hat deshalb auch in Deutschland den Weg beschritten, die Zahl der Übertragungsfrequenzen zu verringern, indem man wechselseitiges Sprechen auf einer einzigen Welle durchführt. Entsprechende Geräte, bei denen allerdings im Gegensatz zu den jetzt in Amerika gebräuchlichen Einwellensystemen die Umschaltung von Empfang auf Senden von Hand erfolgen mußte, wurden schon im Jahre 1919 entwickelt und in Betrieb genommen. Ein Weiterarbeiten auf diesem Wege wurde jedoch eingestellt, weil sich ergab, daß eine Verbindung derartiger Hochfrequenzgeräte mit normalen Niederfrequenzfernsprechanlagen, insbesondere Anschluß an Automatenämter, große Schwierigkeiten macht und die Anwendung komplizierter Zwischenglieder erfordert. Geräte für Einwellenverkehr mit Hochfrequenzbrückenschaltung, die auch gebaut und in Betrieb genommen wurden, besitzen diesen Nachteil allerdings nicht. Dafür ist die HF-Verbindung jedoch gefährdet, wenn Leitungsstörungen eintreten. Man hat deshalb, um die notwendige Abstimmungsschärfe zu erreichen, mit einfachen Mitteln die Bandbreiten

so beschränkt, daß bis 5 Gespräche ohne gegenseitige Beeinflussung gleichzeitig über eine Leitung geführt werden können, wie betriebsmäßig erwiesen ist. Außerdem besitzt man in den später zu behandelnden sog. Hochfrequenzsperrern ein Mittel, die Hochspannungsnetze gegeneinander abzuriegeln.

Außer den fest eingebauten Universalgeräten gibt es noch tragbare bzw. fahrbare Stationen, die auf der Strecke Verwendung finden, man ist bis zu einem Gesamtgewicht von 22 kg heruntergekommen, zur Stromerzeugung dient ein handbedienter Generator, der, wie auch die Antenne, im Gewicht enthalten ist. Mit transportablen Geräten, die auf dem Störungswagen mitgeführt werden und die mit Batterien arbeiten, läßt sich ein 8ständiger ununterbrochener Duplex-Sprechbetrieb durchführen. Die Ankopplung an die Hochspannungsleitung erfolgt mittels einer zwischen zwei Masten unterhalb der Leitung zu ziehenden Antenne, die Leitungen können dabei auch unter Spannung stehen.

Die trotz der geringen Senderleistung große Betriebssicherheit der deutschen HF-Fernsprechanlagen ist nur dadurch möglich, daß in die Kopplungsphasen innerhalb der Werke grundsätzlich HF-Sperren eingebaut werden. Sie sind auf die zur Verwendung gelangenden Frequenzen abgestimmt und wirken als Sperrkreise. Sie werden hinter der Werkeinführung angebracht und halten damit die Hochfrequenzenergie von den Stationseinrichtungen ab. Sie bleibt daher für den Fernsprechverkehr verfügbar und ist unabhängig vom Schaltmanöver im Werk.

Die Sperren werden bis 400 A Dauerstrom gebaut. Sie sind auf Stoßkurzschluß mit 17000 A geprüft. Die große praktische Bedeutung der HF-Sperren erhellt am besten aus den Stückzahlen, es sind bis Oktober 1929 2100 Stück eingebaut worden.

Abgesehen von den tragbaren Geräten koppelt man die HF-Telephoniestationen mit der Hochspannungsleitung ausschließlich über Kondensatoren. Als Kopplungsmittel in geschlossenen Räumen finden Kondensatoren aus Hartpapier Verwendung. Für Freiluftmontagen sind neuerdings besondere Freiluftkondensatoren entwickelt mit Porzellan als Dielektrikum. Mit diesen Kondensatoren sind beispielsweise die ersten in Deutschland in Betrieb genommenen 220-kV-Leitungen ausgerüstet.

Kondensatordurchschläge kommen sehr selten vor. Treten sie beispielsweise infolge von Blitzschlägen auf, so sind sie für die HF-Geräte und das Werkpersonal völlig ungefährlich, da die gegen den Übertritt von Hochspannung getroffenen Schutzmaßnahmen sich in allen praktischen Fällen bisher als absolut zuverlässig erwiesen haben.

Die Betriebssicherheit der in Deutschland gebauten HF-Fernsprechanlagen zeigt ihre Anwendung. Alle größeren Hochspannungsleitungen sind fast ausnahmslos mit HF-Telephonieanlagen ausgerüstet. Im Netz eines der größten deutschen Elektrizitätswerke sind bereits über 70 derartige Stationen eingebaut. Auch für die 220-kV-Leitung des gleichen Werkes wird als ausschließliches Nachrichtenmittel die HF-Telephonie verwendet. Der Verzicht auf andere Fernsprechverbindungen

erfolgte hier auf Grund der mehrere Jahre hindurch gewonnenen Betriebserfahrungen in ausgedehnten 110-kV-Netzen. Schwierigkeiten haben sich auch im 220-kV-Netz nicht ergeben. Insbesondere haben sich keinerlei Störgeräusche infolge von Koronaerscheinungen gezeigt.

Gegen atmosphärische Störungen ist die HF-Telephonie völlig unempfindlich. Auch die stärksten unmittelbar über der Leitung oder den Stationen selbst stehenden Gewitter verursachen keine irgendwie wesentliche Beeinträchtigung der Sprechverbindung.

Insgesamt sind von den beiden in Deutschland verbreiteten Systemen etwa 600 Stationen geliefert worden, von denen nahezu die Hälfte im Ausland Verwendung findet.

Neben dem Fernsprecher ist besonders im Elektrizitätswerkbetrieb eine schriftliche Nachrichten- und Befehlsübermittlung nicht zu entbehren. Bislang stand für die schriftliche Nachrichtenübermittlung nur der schwerfällige Morseapparat und allenfalls der kostspielige Hughesapparat oder der Ferndrucker zur Verfügung. Alle diese Apparate erfordern eine spezielle Ausbildung des Personals. In den letzten Jahren sind *Fernschreibmaschinen* entwickelt und betriebssicher durchgebildet worden. Wie der Name sagt, gleicht die Maschine äußerlich, in der Bedienung und ganz besonders im Tastenwerk der normalen Büroschreibmaschine. Es ist daher nicht mehr notwendig, die Telegraphenapparate in besonderen Telegraphenzimmern unter Obhut von Telegraphenbeamten zu konzentrieren, sondern man kann die Maschinen in den Schreibzimmern, Büros oder auch in Betriebsräumen verteilen. Manuelle und automatische Vermittlungseinrichtungen nach Art der Fernsprechvermittlungen sorgen dafür, daß alle Maschinen wahlweise miteinander verkehren können. Die Maschinen erfordern keine kostspieligen Batterieanlagen, sondern werden an jedes normale Lichtnetz angeschlossen. Eine selbsttätige Ein- und Ausschaltvorrichtung gestattet den Empfang von Nachrichten auch in Abwesenheit des Empfängers. Eine für Europa international festgelegte Einheitsgeschwindigkeit von 7 Zeichen in der Sekunde sowie ein ebenfalls für Europa international festgelegter Stromstoßschlüssel sorgen dafür, daß alle verschriftsmäßig gebauten Maschinen miteinander in Verkehr treten können.

Für den Apparat ist es belanglos, ob direkte metallische Leitungen oder künstliche Übertragungswege nach Art der Hochfrequenzausnutzung usw. zur Verfügung stehen.

Die Fernschreibmaschine hat den Vorteil, daß sie mit einem sehr kleinen Frequenzband auskommt, d. h. sie kann mit jeder normalen Fernsprechleitung arbeiten, kann mit ihr jedoch nur Schreibmaschinen-schrift übertragen. Zur Übertragung von Schaltskizzen u. dgl. ist sie nicht geeignet. Hierfür kann man den *kleinen Bildtelegraphen* mit elektrochemischem Empfänger verwenden, der auf jeder Fernsprechleitung bzw. in Verbindung mit einer Hochfrequenzanlage betrieben werden kann. Zur Übermittlung von handschriftlichen und gedruckten Texten, Zählerstandstabellen, Schaltbildern, Kurvenblättern, Wetterkarten und Zeichnungen brauchen die Bilder nicht präpariert zu werden.

Der Sender arbeitet nach dem Verfahren der elektro-optischen Abtastung. Das zu übertragende Schriftstück bzw. Zeichnung wird auf eine Trommel gespannt, die vor einer Photozelle rotiert. Diese verwandelt die Helligkeitsschwankungen in Stromschwankungen, die im Empfänger nach Verstärkung das präparierte Empfangspapier durchfließen und sofort sichtbar das Original nachbilden. Die Apparate arbeiten völlig selbständig, so daß an das Bedienungspersonal keinerlei besondere Anforderungen gestellt werden.

XII. Der Zentralpunkt der Betriebsführung großer Netze (Lastverteileranlage)

Allgemeines

Die Entwicklung der großen Überlandstromversorgungsanlagen hat durch den immer weiteren Ausbau der Netze und die Erhöhung der auf die Netze zusammen arbeitenden Kraftwerkeleistungen und ihrer Anzahl, Art und Wirtschaftlichkeit sowie durch ihren Zusammenschluß zu Großversorgungsgebieten unter Kupplung dieser Einzelgebiete durch leistungsfähige Leitungen höchster Spannung früher oder später zu der Notwendigkeit der Errichtung von Lastverteilern und Zentrallastverteilern geführt. Sind doch in Deutschland die Netze heute schon soweit durchgekuppelt, daß der Energieaustausch zwischen den beim Kohlevorkommen liegenden Kraftwerken und den Gebirgswasserkraften stattfindet, um eine möglichst günstige Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Energiequellen zu erreichen.

Dem Lastverteiler obliegt die Überwachung des gesamten Energieverkehrs einschließlich der Spannungshaltung an den einzelnen Abgabestellen sowie die Lastverteilung auf die zur Verfügung stehenden Kraftwerke und der Einsatz der einzelnen Kraftwerke in seinen Versorgungsgebieten.

Der Zentrallastverteiler überwacht und regelt unter Einflußnahme auf die Gebietslastverteiler das Zusammenarbeiten der einzelnen Großversorgungsnetze. Ähnlich wie in den Überlandbetrieben hat auch die Entwicklung in der Stromversorgung der Großstadtbetriebe, die in gewisser Weise als konzentrierte Wiedergabe der über weite Entfernungen auseinandergezogenen Überlandbetriebe anzusehen sind, zur Einrichtung von Lastverteilerstellen geführt, deren Aufgaben aber entsprechend dem oben angedeuteten verschiedenartigen Charakter der Betriebe etwas anders als bei dem Überlandbetrieb liegen.

Allgemein ist über die Lage des Lastvertailers, seine Aufgaben, seine Organisation und die Hilfsmittel, deren er bedarf, folgendes zu sagen:

Man sieht es gern, wenn der Lastverteiler in einem Belastungsschwerpunkt des Netzes angeordnet werden kann, da dort einfacher als sonstwo im Netz die Möglichkeit besteht, mit anzeigenden und registrierenden Instrumenten und Apparaten den gesamten Betrieb zu überwachen, und der Aufbau der werkeigenen Fernsprech-, Fernüberwachungs- und Fernmeldeeinrichtungen erleidet hinsichtlich der weiteren Entwicklung keine unnötige Beschränkung. Für die Lastverteiler von Überland-

werken darf natürlich die Lage des Postfernsprechnetzes nicht übersehen werden, da sie für die Kosten beim Aufbau des Lastverteilers mitbestimmend ist, denn auch auf die Postverbindungen vom Lastverteiler nach allen Kraft- und Umspannwerken sowie den Schaltstellen kann selbst bei weitgehendem Ausbau eigener Fernsprechanlagen, seien es Draht- oder Hochfrequenzanlagen, nicht verzichtet werden. Ein anderer Haupt Gesichtspunkt für die Lage des Lastverteilers ist der, daß er von der Betriebsverwaltung nicht weit entfernt liegen soll. Ist es möglich, ihn in dem gleichen Gebäude wie diesen unterzubringen, so ist das sehr wertvoll, sichert doch diese Lage die engste Fühlung und Zusammenarbeit mit den Stellen, die die Wirtschaftsfrage, die Abwicklung der Stromeinkaufs- und Verkaufsverträge, die Stromgestehungskosten usw. bearbeiten, sowie mit den technischen Stellen und Bearbeiten und erleichtert der Oberleitung die Einflußnahme auf den Lastverteiler, die nötig ist, um das beste wirtschaftliche und betriebliche Ergebnis zu erzeugen.

Der Lastverteiler soll selbständig arbeiten und allein der Oberleitung verantwortlich sein. Er soll allen Betriebsstellen durchaus überparteilich und rein sachlich gegenüberstehen, so daß insbesondere die Kraftwerke sich seiner Führung in allen mit der Lastverteilung und dem Einsetzen der Maschinen zusammenhängenden Fragen vertrauensvoll überlassen können. Der Lastverteiler soll grundsätzlich anordnen, *was* zu machen ist, während das *Wie* der Ausführung der Betriebsleitung überlassen werden soll. Das gleiche gilt für die Schalt- und Umspannwerke. Im übrigen berührt die Betriebsführung, also auch die Unterhaltung, Bedienung und Wartung der Betriebsanlagen den Lastverteiler nur insofern, als bei Störungen zur Aufrechterhaltung und Durchführung des Betriebes auf seine Anforderung hin von der zuständigen Betriebsstelle die nötigen Störungs- und Montagekolonnen angesetzt werden. Damit Überholungsarbeiten wie auch Umbauten und Neubauten ohne Gefährdung oder Störung der Stromversorgung durchgeführt werden können, soll dem Lastverteiler von den zuständigen Abteilungen das Arbeitsprogramm zur Kenntnis vorgelegt werden und gemeinsam die jeweils notwendigen Maßnahmen, die die Stromversorgung womöglich nicht in Mitleidenenschaft zu ziehen geeignet sind, vereinbart werden. Zweckmäßig ist es im allgemeinen auch, die Aufstellung der Störungs- und der Betriebsstatistik dem Lastverteiler anzugliedern, da bei diesem zunächst alle Meldungen eingehen und er als erster die Folgerungen aus den Betriebsvorgängen ziehen kann. Empfehlenswert ist es, den Lastverteiler bei der Bearbeitung hochspannungstechnischer Fragen, insbesondere von Schutz- und Relaisfragen, mitwirken zu lassen, weil hier die entsprechenden Erfahrungen und Beobachtungen gesammelt und die Anforderungen festgelegt werden, die bei den besonderen Verhältnissen des Netzes in hochspannungstechnischer Beziehung und hinsichtlich der verschiedenartigen Schutzsysteme am Platze sind. Der Betrieb im Lastverteiler muß 24stündig sein und bedingt eine Besetzung des Lastverteilterraumes durch mindestens einen Leiter und 4 Diensthabende in Wechselschicht, wozu in den Hauptbelastungszeiten mindestens eine

weitere Hilfskraft zur Verfügung stehen muß, damit die tägliche Fahrplanaufstellung, die Überwachung des Fahrplanes, die Bestimmung der Netzreserven, die Spannungshaltung und Blindlastverteilung, die Abstimmung der Erdschlußlöschrichtungen, das Aufnehmen der Tageskurven, die Anordnung der Netzschaltungen, das Eingreifen bei Störungen und deren Behebung, die Entgegennahme der Ferngespräche und Fernmeldungen unter allen Umständen so zuverlässig durchgeführt werden können, wie es ein möglichst gesicherter und anstandsloser Betrieb erfordert.

Die für Lastverteileranlagen von Überlandwerken notwendig errichteten Hilfsmittel zur Überwachung des Netzzustandes und zur Unterstützung bei Störungs- und Schaltmaßnahmen sind etwa folgende:

Ein Leuchtschaltbild, das das Netz möglichst weitgehend geographisch wiedergibt und in der bekannten Abhängigkeitsschaltung so geschaltet ist, daß alle Strecken, die durch Schalterfälle der Speisung entbehren, erkennbar werden.

Dieses Leuchtschaltbild kann entweder auf Grund telephonischer Meldungen durch Handbedienung von einem Pult aus in Übereinstimmung mit der Wirklichkeit gehalten werden, oder es wird durch eine besondere Fernbedienungseinrichtung, die über Hochfrequenz oder über Drahtleitungen betrieben wird, selbsttätig nachgestellt werden. Ausgeführt in der beschriebenen Weise sind die Lastverteileranlagen in Karlsfeld bei München und in Kassel. Bei beiden sind die Leuchtschaltbilder von Hand bedient. Die Lastverteileranlage in Oslo, die als eine Anlage gemischter Art anzusehen ist, hat teilweise die Fernsteuerung und Fernbedienung vom Leuchtschaltbild aus bereits eingeführt. Außerdem gehören an apparativem Aufwand dazu: Fernmeßeinrichtungen, insbesondere solche mit Tintenschrift, die über die Energieerzeugung der Kraftwerke und über den Energieaustausch mit Nachbarnetzen Auskunft geben; auch Fernzähleinrichtungen mit Maximumanzeiger gehören unter Umständen dazu, ferner Blindleistungsanzeigevorrichtungen und Fernspannungsmesser. Sehr wichtig sind auch Einrichtungen, die die Kompensation der im Netz eingebauten Erdschlußlöscher, seien es Löschtransformatoren oder Löschspulen, beobachten. Fernsprecher, Fernschreiber und evtl. Bildtelegraph gehören zu den selbstverständlichen Einrichtungen, und zwar strebt man danach, die Verbindung mit wichtigen Netzknoten auf 2 verschiedenen Wegen ermöglichen zu können, um gegen Störungen gesichert zu sein. Fernkommandoapparate zur Verbindung mit den wichtigsten Kraftwerken werden auch über große Entfernungen in Erwägung gezogen, doch glaubt man, diese oft durch den Fernschreiber ersetzen zu können.

In den Lastverteileranlagen für Großstadtnetze gelten im wesentlichen dieselben Gesichtspunkte, wie sie im allgemeinen Teil besprochen worden sind.

Man ist auch hier der Ansicht, daß der Lastverteiler möglichst weitgehende Befugnisse haben muß. Für seine Lage im Netz gelten auch fast dieselben Gesichtspunkte. Es ist bei ihm leichter möglich, mit einem

fast ausschließlich werkeigenen Nachrichtennetz auszukommen. Der Aufgabenkreis des Lastverteilers wird wie folgt genannt:

Verteilung der Wirklast auf die Grundlast und Spitzenkraftquellen nach Maßgabe ihrer Wirtschaftlichkeit, Überwachung der Spannungshaltung und Verteilung der Blindlast, Überwachung des Schaltzustandes, insbesondere mit Rücksicht auf die Erdschlußkompensation, Überwachung der Frequenzhaltung und Eingreifen bei Störungen.

Bei den statistischen Arbeiten wird die Zusammenfassung von Störungsmeldungen und die Herausgabe von statistischen Unterlagen, wie Tages-, Monats- und Jahresmeldungen über Belastung und Erzeugung genannt. Hinzuzufügen wäre, daß bei Großstadtnetzen unter den Spitzenkraftquellen auch die Batterien in Frage kommen, die eine merkbare Reserve bei schnellen Lastanstiegen darstellen. Es werden daher die Batterieleistungen neben den übrigen Kraftquellen dem Lastverteiler angezeigt. Sehr interessant ist besonders bei der Lastverteilerstelle der Berliner Städtischen Elektrizitätswerke A.-G., (Bewag), daß auch der Druck in der Ruths-Speicheranlage dem Lastverteiler durch Fernübertragung angezeigt wird, weil diese auch eine Spitzenkraftquelle darstellt und der Druck in ihr ihm ein Maß für die hier zur Verfügung stehende Arbeit darstellt. Diese Lastverteilerstelle hat neben anderen Nachrichtenleitungen auch bereits ihr Fernmeßnetz sehr weitgehend durchgebildet und es gleichzeitig in gewissem Sinne zu einer selbsttätigen Lastverteileranweisung herangezogen. Es wird hier in jedem Kraftwerk die Summe sämtlicher Maschinenleistungen durch Fernmeßgeräte gebildet; diese Summe wird nach der Lastverteilerstelle auf Registrierapparate mit kontinuierlicher Tintenschrift übertragen, dort wird dann automatisch die Summe aller Kraftwerkeleistungen gebildet, auch diese registriert und durch ebensolche Fernmeßinstrumente den einzelnen Kraftwerken zurückgemeldet, die sich an der Gesamtlieferung nun anteilig und entsprechend der zurückgemeldeten Gesamtleistung beteiligen. Von diesem Werk stammen auch die Forderungen, die an Fernmeßinstrumente gestellt werden müssen und die in dem Kapitel „Die in Gebrauch sich befindenden Apparate zur Fernmessung und Fernzählung“, das über die in Gebrauch befindlichen Fernmeßinstrumente berichtet, aufgestellt sind, und werden dort wiedergegeben, weil sie mit der Ansicht vieler Betriebsleiter übereinstimmen. Weiterhin hat diese Lastverteilerstelle eine Einrichtung eingeführt, die gestattet, die Gesamtleistungsangabe künstlich zu fälschen. Es wird dadurch möglich, wenn die Wetterwarte das Herannahen unvorhergesehener Verdunkelungen meldet, die Kraftwerkeleistungssumme künstlich heraufzusetzen, worauf die Kraftwerke entsprechend vorstehendem auch ihre Leistungsabgabe steigern; dadurch wird das frequenzhaltende Kraftwerk entlastet und so zur Aufnahme der zu erwartenden Leistungssteigerung bereit, den ersten Belastungsanstieg aufzunehmen. Die Einrichtungen zur Beobachtung und Kontrolle der Frequenz sind ebenfalls beim Lastverteiler untergebracht auf zweierlei Art, das eine sind Frequenzmesser höchster Empfindlichkeit, die hier zum erstenmal im Dauerbetrieb eingeführt worden sind, das andere ist eine von der Sternwarte regulierte Pendel-

uhr, die einen zweiten von einem Synchronmotor betriebenen Zeiger besitzt. Weiterhin ist diese Lastverteilerstelle mit Fernmeßinstrumenten für die Spannung ausgerüstet, um die Spannungshaltung im Netz beobachten zu können. Außerdem besitzt sie ein schnell schreibendes Spannungsmeßgerät, das auf einer ständig rotierenden Rußwalze schreibt, um bei Störungen die Spannungssenken beobachten zu können, ferner noch normale registrierende Spannungsmesser, bei denen sich die Papierablaufgeschwindigkeit bei abnormalen Spannungsschwankungen für einige Zeit erhöht. Fernschreiber neben Telephon sind wie Radioapparate für Wettermeldungen ebenfalls eingeführt.

Die Überwachung der Kompensation der Erdschlußlöschrichtungen wird hier in der Lastverteilerstelle durch ein besonderes Kompensometer kontrolliert, das den Blindwiderstand des Netzes gegen Erde mißt. Leuchtschalbilder hat dieser Lastverteiler und die anderer Großstadtnetze in Deutschland noch nicht, insbesondere nicht mit automatischer Ferneinstellung, doch scheint man sich darüber einig zu sein, daß auch in Großstädten Einrichtungen dieser Art, sei es nun als geographische Bilder oder als Tableaux, ausgebildet mit einer automatischen Fernmeldung der Stellungen der wichtigen Netzschalter, notwendig werden, und zwar wird die Ansicht vertreten, daß derartige Einrichtungen zur Abkürzung von Störungen dadurch beitragen, daß sie dem Lastverteiler sofort das Bild der Störung vor Augen führen und er dann schneller eingreifen kann. Man hat die Beobachtungen gemacht, daß bei Störungen in der Station oder bei größeren Schalterfällen das Personal der betreffenden Kraft- oder Unterwerkswarten sofort sich mit der Behebung der Störung beschäftigen, so daß der Lastverteiler auf seine telephonische Anfrage hin, wenn er die Störung bemerkt hat, nicht so schnell die richtige Auskunft bekommt, wie es für ihn wichtig ist, um richtig disponieren zu können. Eine Lastverteileranlage besteht jedoch bereits in Deutschland, die ein Leuchtschalbild mit automatischer Rückmeldung der Stellung der wichtigen Ölschalter besitzt. Es ist dies die Lastverteileranlage der Berliner Stadt- und Ringbahn. Man hat sich dort zuerst zur Einführung dieses Systems entschlossen, weil bei der enorm dichten Zugfolge dieser Bahn die Aufrechterhaltung der Stromversorgung und die schnelle Beseitigung der Störungen von ganz eminent wichtiger Bedeutung ist. Bei dieser Anlage, die ebenfalls als charakteristisch anzusehen ist, sind die Angaben der Registrierinstrumente durch Lichtbandinstrumente am Platz des Lastverteilers wiederholt. Im übrigen zeigt sie den üblichen Aufbau, der aus einem für 2 Personen eingerichteten Tisch mit Umbauten für die von Hand zu bedienenden Apparate besteht und einer Schaltwand mit Instrumenten, Kontrolltableaux und anderen Geräten. Studien über den endgültig günstigen Aufbau sind im Gange und deuten darauf hin, daß eine halbkreisförmige Anordnung der Tafeln und die normale Tischhöhe nach wie vor die günstigste ist, so daß also wesentlich anderes kaum in den nächsten Jahren zu erwarten sein wird.

Résumé

Le développement dans le champ d'activités délimité par le travail est encore relativement récent. Et cependant, des réalisations remarquables, et des applications dans une grande mesure de ces installations ont été faites pendant cette courte période. Cela tient à ce que les réseaux se sont fortement développés, en ce qui concerne l'extension aussi bien que les puissances, et à ce que la nécessité de l'échange d'énergie entre réseaux est devenue une réalité économique générale. De même la tendance vers une sécurité plus grande, si possible, de la distribution de l'énergie électrique, a eu une influence féconde, de même que l'exploitation de toutes les sources d'énergie économiquement exploitables, même de ressources hydrauliques de moindre importance, ou moins favorablement situées.

Les premières conditions ont conduit au développement intensif de l'appareillage des installations de distribution des charges, au point de vue des transmissions de communications, y compris les installations de mesure, de signalisation, et de commande à distance, de même que l'organisation du poste central, en vue de faciliter le contrôle du réseau complet, au point de vue des connections, et de la distribution du courant d'énergie, de même que l'aptitude des sources d'énergie à fournir un nouvel apport. Comme exemples, nous citons: l'organisme de distribution de la Bayernwerk, S. A. à Karlsfeld, près de Munich, celui des Berliner Städt. Elektrizitätswerke, S. A., à Berlin de même que la Berliner Stadt- und Ringbahn, aussi à Berlin, et celui des Preussische Kraftwerke S. A. à Kassel.

Dans ces pages, on étudie tant les installations qui se servent des lignes téléphoniques, que celles qui se servent de la transmission à haute fréquence le long de lignes à haute tension.

En rapport avec l'amélioration du contrôle, on a récemment introduits en différents endroits des tableaux lumineux de connection, à côté des autres tableaux.

On a de même mis à l'essai des installations de réglage à distance pour la puissance wattée, la puissance déwattée, la tension et la fréquence.

Depuis 2 ans il y a des installations de commande à distance de grande importance en service. La plus grande est celle de la Stadt- und Ringbahn à Berlin.

Des centrales hydrauliques automatiques ou semi-automatiques, et des régulateurs de phase ont déjà trouvé une utilisation fréquente, avec emploi, en plusieurs endroits de machines asynchrones. Assez récente est aussi la construction de grandes centrales à réservoirs à pompage. La plus grande est actuellement celle de Herdecke, de la Rheinisch-Westfälischen Elektrizitätswerke, S. A. avec 4 générateurs de 40 000 kVA. Cette centrale sert à une réserve momentanée, et fournira, quand elle sera complète une réserve d'environ 8 heures de fonctionnement intensif.

Des stations de transformation et de redressement automatiques sont déjà en service, et servent à des usages différents.

On considère comme nécessaire le contrôle à distance des installations, tant automatiques que non, pour l'exploitation rurale et urbaine, en général. Ceci, afin de pouvoir exercer une surveillance générale sur l'exploitation à partir d'un ou de plusieurs endroits, d'après l'importance du réseau, et de pouvoir, en cas de perturbations rétablir aussitôt que possible la distribution totale d'énergie, d'une manière quelconque.

La nouveauté de tout ce domaine n'a pas encore permis de constater l'existence de types caractérisés, tant dans la construction et la connection que dans le fonctionnement. Mais, sous peu les expériences et les exigences de la pratique auront permis une classification des installations en question, suivant des types déterminés.

Dieser Bericht entstand unter Mitarbeit von:

Dipl.-Ing. *W. Bollmann*, Mannheim
Dipl.-Ing. *W. Brückel*, Berlin
G. Dressler, Berlin
E. Fischer, Berlin
W. Fleischer, Berlin
Dr. *G. Grimsen*, Berlin
M. J. Lock, Berlin
Dr.-Ing. *C. Lommel*, Berlin
Dipl.-Ing. *G. Meiners*, Berlin
Dipl.-Ing. *K. Menny*, Berlin
P. Paschen, Nürnberg
Dipl.-Ing. *K. Rose*, Barmen
Dr.-Ing. *E. Rühle*, Berlin
Baurat *A. Schultz*, Kassel
K. Wilde, Berlin.

Literatur-Übersicht

über die deutsche Literatur des Themas 1925 bis 8. Nov. 1929

Kapitel: Automatische Kraft- und Nebenwerke, automatische Kraftwerke, teilautomatische Kraftwerke, teilautomatische Nebenwerke, die Verbindung der Automatik mit der Fernbedienung.

- A. E. Danz*, Die bedienungslose Gleichrichter- und Einankerumformeranlage St. Legier des Chemins de fer électriques Veveysans. BBC-Mitteilungen 1926, Heft 8, S. 193.
- A. Gaudenzi*, Direkt zeigende Vakuummeßvorrichtung für Quecksilberdampf-Großgleichrichter. BBC-Mitteilungen 1926, Heft 9, S. 224.
- W. Walty*, Bedienungslose Großgleichrichteranlagen. BBC-Mitteilungen 1926, Heft 10, S. 241.
- J. Blandin (W. J.)*, Die bedienungslose Gleichrichteranlage Palais du Midi in Brüssel. BBC-Mitteilungen 1926, Heft 11, S. 259.
- K. Krieg*, Selbstanlauf von Umformern. Siemens-Zeitschrift 1928, Heft 5, S. 325; Heft 6, S. 363; Heft 8, S. 469.
- W. Weißbach*, Bedienungslose Gleichrichter-Unterwerke. VDE-Fachberichte 1928, S. 32.
- Meiners*, Neuzeitliche automatische Schaltanlagen. VDE-Fachberichte 1928, S. 73.
- W. Peters*, Neue Verfahren zum Synchronisieren von Synchronmaschinen und Synchronkraftwerken. Siemens-Zeitschrift 1929, Heft 3, S. 163; Heft 4, S. 240.
- W. Leukert* und *W. Schunk*, Die asynchrone Einphasenmaschine als Blindleistungserzeuger im Bahnbetrieb. Siemens-Zeitschrift 1929, Heft 5/6, S. 306.
- W. Weißbach*, Ferngesteuerte Quecksilberdampf-Gleichrichterunterwerke in städtischen Licht- und Kraftnetzen. Siemens-Zeitschrift 1929, Heft 6, S. 281.
- E. Klotz*, Über Verhalten von Umformern bei Netzstörungen und Vermeidung von Betriebsunterbrechungen. Siemens-Zeitschrift 1929, Heft 10, S. 617.
- Großgleichrichter Bauart BBC. BBC-Mitteilungen 1929, Heft 1, S. 19.
- A. E. Danz*, Die bedienungslosen Gleichrichterunterwerke der Niederländischen Eisenbahnen. BBC-Nachrichten 1929, Heft 1, S. 38.
- J. Blandin (W. J.)*, Die bedienungslosen Gleichrichteranlagen der Brünner Straßenbahngesellschaft. BBC-Mitteilungen 1929, Heft 2, S. 79.
- Nowag*, Die Schaltung der ferngesteuerten Brown-Boveri-Gleichrichter für die Berliner Stadt- und Ringbahn. BBC-Nachrichten 1929, Heft 2, S. 79.

- H. Hüllmann*, Bedienungslose Wasserkraftanlagen. Escher Wyas Mitteilungen 1929, Heft 1, S. 27.
- R. Rüdenberg*, Das Verhalten elektrischer Kraftwerke und Netze beim Zusammenschluß. ETZ 1929, Heft 27, S. 970.
- Meiners*, Wann Automatisierung und wann Fernsteuerung von Schaltanlagen? ETZ-Fachbericht 1929.
- Lommel*, Selbststeuerung oder Fernsteuerung? ETZ-Fachbericht 1929.
- Bedienungslose Werke mit Asynchrongeneratoren. ETZ-Fachbericht 1929.
- W. Walky*, Automatische Kraftwerke. Bulletin SEV. 1929, Heft 10, S. 290.
- Oberbaurat P. (Abt. Stuttgart)*, Automatische Umformeranlage im Unterwerk Kniebisstraße des Städtischen Elektrizitätswerkes Stuttgart. AEG-Mitteilungen 1929, Heft 6, S. 383.
- Meiners*, Automatisierung von Starkstrom-Schaltanlagen. AEG-Zeitung 1927, Heft 8/9, Druckschrift St. 1034.
- Hillebrand Meiners*, Automatische Wiedereinschaltung von Einankerumformern und Synchronmaschinen bei kurzzeitigen Störungen im Drehstromnetz. AEG-Mitteilungen 1929, Heft 1/2.
- Meiners*, Entstehung und Verwendung des Schaltfolgendigrammes. AEG-Mitteilungen f. Bahnbetriebe 1929, Heft 6.
- H. Jordan*, Selbsttätiges Eisengleichrichter-Unterwerk Schützenhof der Hagener Vorortbahnen GmbH. AEG-Mitteilungen 1928, Heft 9.
- H. Jordan und Gülzow*, Selbsttätiges Glasgleichrichter-Unterwerk Hohwisch der Bremer Straßenbahn. AEG-Mitteilungen f. Bahnbetriebe 1929, Heft 6.
- F. Sandner und B. Fleck*, Selbsttätiges Einankerumformer-Unterwerk Ueno der Untergrundbahn Tokio. AEG-Mitteilungen f. Bahnbetriebe 1929, Heft 6.
- — Selbsttätige Bahn-Unterwerke. AEG-Mitteilungen f. Bahnbetriebe 1929, Heft 6.
- B. Fleck*, Ferngesteuerte Kleinwasserkraftanlagen in Südafrika. AEG-Mitteilungen 1929, Heft 7.

Kapitel: Die Verbindung der Bedienungs- bzw. Meldestelle mit ihrer Empfangsstelle.

- Passavanti*, Das Nachrichtenwesen in Überlandwerken. Elektrizitäts-Wirtschaft 1924, Heft 354/55, S. 25.
- Fischer*, Der Betriebsfernsprecher. Elektrizitäts-Wirtschaft 1924, Heft 354/55, S. 44; Heft 363, S. 231; Heft 364, S. 255.
- M. Hebel*, Selbstanschlußbetrieb auf starkstrombeeinflussten Leitungen und Fernwahl mit Wechselstrom. Zeitschrift für Fernmeldetechnik 1925, Heft 9, S. 127; Heft 10, S. 145; Heft 11, S. 159.
- Rühl*, Das Pupinkabel längs der Elektrischen Eisenbahn München—Garmisch. Siemens-Zeitschrift 1926, Heft 5, S. 232.
- A. Clausing*, Stand der Tonfrequenz-Mehrfach-Telegraphie. ETZ 1926, Heft 17, S. 500.
- K. Hartmann*, Über die Verkabelung von Hochspannungs-Freileitungsnetzen in Überlandzentralen. Elektrizitäts-Wirtschaft 1927, Heft 447, S. 563.
- A. Jipp und H. Nottenbrock*, Die Telegraphie auf Fernkabel mit besonderer Berücksichtigung der Unterlagerungs-Impulstelegraphie. Telegraphen- und Fernmeldetechnik 1928, Heft 8, S. 227.
- A. Jipp*, Das neue Telegraphen-Empfangsrelais von Siemens & Halske. Telegraphen- und Fernmeldetechnik 1928, Heft 8, S. 236.
- H. C. Steidle*, Der Selbstanschluß-Landverkehr. Zeitschrift für Fernmeldetechnik 1929, Heft 2, S. 17.
- A. Flad*, Wähler, Relais, Nummernscheiben in der Selbstanschlußtechnik. Zeitschrift für Fernmeldetechnik 1929, Heft 6, S. 81; Heft 7, S. 106.

M. Langner, Grundlagen und Erfahrungen bei der Entwicklung von Schaltungen der Selbstanschlußtechnik. Zeitschrift für Fernmeldetechnik 1929, Heft 8, S. 113; Heft 9, S. 130; Heft 10, S. 52.

Kapitel: Die in Gebrauch befindlichen Apparate zur Fernsteuerung und Fernsignalisierung.

M. Schleicher, Leuchtschaltbilder zur Sicherung des Betriebes. Siemens-Zeitschrift 1928, Heft 2, S. 74.

— Die elektrische Fernbedienung von Unterstationen. Siemens-Zeitschrift 1928, Heft 4, S. 281.

— Die speziellen Anordnungen der Fernsteuerung und Fernüberwachung bei der Stadt- und Ringbahn. VDE-Fachberichte 1928, S. 78.

Kröll, Fernsteuerung elektrischer Anlagen. VDE-Fachberichte 1928, S. 71.

F. Heide, Neuzeitliche Fernsteuer- und Meßeinrichtung. Zeitschrift für Fernmeldetechnik 1928, Heft 9, S. 129.

M. Schleicher, Die Lastverteileranlage und die Fernbedienung von Kraftwerken und Unterwerken. ETZ 1929, Heft 8, S. 257; Heft 11, S. 379.

W. Brückel, Fernüberwachungs- und Fernbedienungs-Einrichtungen in elektrischen Kraftnetzen. AEG-Mitteilungen 1929, Heft 3, S. 115.

Meiners, VDE-Fachberichte 1929.

Kapitel: Die in Gebrauch befindlichen Apparate zur Fernmessung und Fernzählung.

M. Schleicher, Die elektrische Fernmessung. Siemens-Zeitschrift 1927, Heft 6, S. 422.

W. Stern, Die Fernmessung elektrischer Einzel- und Summenwerke. ETZ 1928, Heft 8, S. 282.

— Neuerung für Fernmeßanlagen. ETZ 1928, Heft 36, S. 1326.

A. Palm, Hochspannungs- und Fernmessungen. Elektrotechnik und Maschinenbau 1928, Heft 34, S. 857.

K. Wilde, Ein neues Fernmeß-System für Elektrizitätswerk-Betriebe. Elektrizitäts-Wirtschaft 1928, Heft 452, S. 81.

W. Stern, Neue Ausführungen von Fernmeßanlagen. ETZ 1929, Heft 10, S. 351.

G. Keinath, Die Entwicklung der elektrischen Fernmessung. ETZ 1929, Heft 42, S. 1509.

— Elektrische Fernmessung (Fortsetzung). ETZ 1929, Heft 42, S. 1536.

M. Schleicher, Die Fernübertragung von Meßwerten auf Leitungen beliebiger Art und beliebiger Länge. Siemens-Zeitschrift 1929, Heft 3, S. 157.

— Die Bedeutung der Fernmessung und ihre Ziele. Elektrizitäts-Wirtschaft 1928, Heft 1, S. 12.

Kapitel: Fernregulierapparate.

G. Boll, Automatische Leistungsregelung in elektrischen Netzen. BBC-Nachrichten 1929, Heft 4, S. 167.

M. Rohrlach, Neuer selbsttätiger Leistungsregler für verkoppelte Elektrizitätsversorgungsnetze. Siemens-Zeitschrift 1929, Heft 7, S. 437.

Leonpacher, ETZ 1929, Heft 25.

Dr. Piloty, ETZ 1929, Heft 27.

Dr. Latzko und Plechl, E. u. M. 1929, Heft 36.

Kapitel: Die sonstigen modernen Nachrichtenmittel der Elektrizitätswerke.

Passavant, Das Nachrichtenwesen in Überlandwerken. Elektrizitäts-Wirtschaft 1924, Heft 354/55, S. 25.

E. Fischer, Der Betriebsfernsprecher. Elektrizitäts-Wirtschaft 1924, Heft 354/55, S. 44; Heft 363, S. 231; Heft 364, S. 255.

- M. Hebel*, Selbstanschlußbetrieb auf starkstrombeeinflussten Leitungen und Fernwahl mit Wechselstrom. Zeitschrift für Fernmeldetechnik 1925, Heft 9, S. 127; Heft 10, S. 145; Heft 11, S. 159.
- A. Zastrow*, Beeinflussung von Schwachstromleitungen durch Starkstromleitungen. Elektrizitäts-Wirtschaft 1925, Heft 378, S. 53.
- Zschaage*, Näherungsformeln zur Berechnung der Gegeninduktivität zwischen Starkstrom- und Fernmeldeleitungen. E. N. T. 1925, Heft 4, S. 110.
- C. Schwarz*, Das drahtlose Betriebstelephon für Elektrizitätswerke. Die Antenne 1925, Heft 4, S. 61.
- Graf Georg v. Arco*, Betriebstelephonie mit Trägerfrequenzen auf Hochspannungsleitungen. Electro-Journal 1926, Heft 15/16, S. 316.
- H. Imendörffer*, Die Anlage für leitungsgerichtete Hochfrequenz-Telephonie der Gemeinde Wien. El. u. Maschinenbau 1926, Heft 23, S. 421.
- P. Tätz*, Hochfrequenztelephonie in Elektrizitätswerken. Mitt. E. V. Oberschl. 1926.
- H. Rukop*, Neuere Fortschritte der Hochfrequenztelephonie in Elektrizitätswerken. VDE-Fachberichte 1926, S. 56 (Sonderheft der 31. Jahresversammlung des VDE in Wiesbaden).
- E. Roessler*, Zur Fortpflanzung elektromagnetischer Wellen längs Leitern. E. N. T. 1927, Heft 7, S. 281.
- G. Dressler*, Telephonie auf Starkstromleitungen. Zeitschrift für Fernmeldetechnik 1927, Heft 1, S. 8.
- Fortschritte der Hochfrequenz-Telephonie auf Starkstromleitungen. Elektrizitäts-Wirtschaft 1927, Heft 401, S. 29.
- Bemerkungen zur neueren Entwicklung der amerikanischen Hochfrequenz-Telephonie auf Hochspannungsleitungen. Elektrizitäts-Wirtschaft 1928/29, Heft 482, S. 217.
- Stand der Hochfrequenztechnik auf Starkstromleitungen in Europa und Amerika. Elektrizitäts-Wirtschaft 1928, Heft 449, S. 1.
- E. Habann*, Die Hochfrequenztelephonie und ihre Drossleinrichtungen. Elektrizitäts-Wirtschaft 1928, Heft 468, S. 499.
- G. Dressler*, Die Einphasenkopplung, ein Mittel zur Erhöhung der Betriebssicherheit der Hochfrequenztelephonie auf Leitungen? ETZ 1928, Heft 30, S. 1101.
- P. Tätz*, Die Einphasenkopplung als Mittel zur Erhöhung der Betriebssicherheit des Hochfrequenztelephons. ETZ 1928, Heft 18, S. 669; Heft 30, S. 1101.
- M. Feuerhahn*, Der Springschreiber T 28 (Teletype, System Morkrum-Kleinschmidt). Telegraphen- und Fernsprechtechnik 1928, Heft 9, S. 261.
- Die neue Fernschreibmaschine. Telegraphen- und Fernsprechtechnik 1928, Heft 2, S. 39.
- G. Dressler*, Die Einphasenkopplung, ein Mittel zur Erhöhung der Betriebssicherheit der Hochfrequenztelephonie auf Leitungen. ETZ 1929, Heft 4, S. 140.
- P. Tätz*, Die Einphasenkopplung als Mittel zur Erhöhung der Betriebssicherheit des Hochfrequenztelephons. ETZ 1929, Heft 4, S. 140.
- E. Beier*, Der Springschreiber T 28. ETZ 1929, Heft 29, S. 1043.
- E. Habann*, Die neuere Entwicklung der Hochfrequenztelephonie und -telegraphie auf Leitungen. Die Wissenschaft 1929, Bd. 81, Vieweg, Braunschweig.
- Kapitel: Der Zentralpunkt der Betriebsführung großer Netze (Lastverteileranlagen).
- H. Piloty*, Wirkung des Zusammenschlusses großer Netze auf ihren Betrieb. ETZ 1929, Heft 27, S. 985.
- M. Schleicher*, Die Lastverteileranlage und die Fernbedienung von Kraftwerken und Unterwerken. ETZ 1929, Heft 8, S. 257; Heft 11, S. 379.
- W. Fleischer*, Lastverteilung bei der Berliner Städtische Elektrizitätswerke A.-G. Elektrizitätswirtschaft Heft 493, S. 502; Heft 495, S. 554.

United States of America

Automatic Stations and their Remote Supervision

National Electric Manufacturers' Association

C. Lichtenberg and R. J. Wensley

Introduction

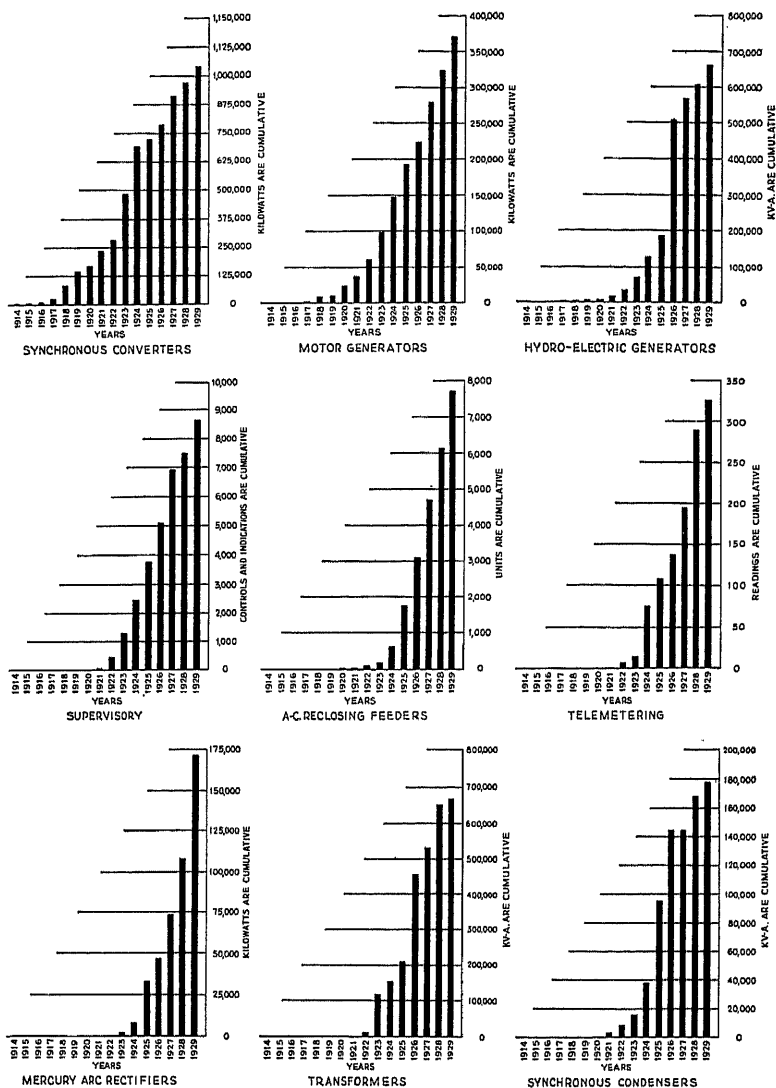
The extraordinary growth of the electric utilities in the United States has necessitated the installation of numerous substations for the transformation, conversion and distribution of electrical energy. Many of these substations include rotating apparatus while some contain only transformers or switching equipment. Feeding them are numerous generating stations ranging from the small hydro-electric plant of possibly 100 or so kVA to the huge steam generating stations with hundreds of thousands of kVA in generating capacity. The economical operation and supervision of these systems provided an incentive for the rapid development of automatic and remote control devices and equipments.

Automatic stations and substations in their present form are about fifteen years old. They are defined as unattended stations or substations which, under predetermined conditions, go into operation by an automatic sequence, which thereupon by automatic means maintain the required character of service, which go out of operation by an automatic sequence, under other predetermined conditions, and which provide protection against all usual operating emergencies. They may contain rotating machines or static transformation apparatus. They may be merely switching centers or tie stations or they may even be sectionalizing points in networks. Primarily, however, they are unattended points in the electricity generation and distribution system which operate automatically under predetermined conditions and provide protection to the service under all usual operating conditions.

History

The first successful automatic substation, typical of present designs, was placed in operation December 25, 1914. It contained a 300 kW 600 V synchronous converter fed from a 33 000 V 60-cycle transmission line. It was started, operated and shut down entirely automatically by load demand on the trolley which it fed. Its operation was so successful that in 1915 the other stations on the trolley road were converted to automatic operation.

The success of these initial automatic substations was so marked that the application soon spread to a synchronous condenser station



THE GROWTH OF AUTOMATIC STATIONS AND THEIR SUPERVISORY EQUIPMENT

Fig. 1. Chart showing the growth of automatic stations and their supervisory equipment.

containing a 3000 kW unit and then to a hydro-electric station containing three 400 kW waterwheel driven generators. Since then the growth has been very widespread and rapid as indicated by Fig. 1.

Applications

The application of automatic stations has progressed from the single-unit 300 kW synchronous converter station through almost the entire range of electrical power generation, transmission and distribution.

Some of the principal applications are listed herewith:

Railway Synchronous Converters for				600 V,
"	"	"	"	1200 "
"	"	"	"	1500 "
"	"	Motor Generators for		600 V,
"	"	"	"	1500 "
"	"	"	"	3000 "
"	Induction	"	"	600 "
"	"	"	"	1500 "
"	Rectifiers for		600 V,	
"	"	"	1500 "	
"	"	"	3000 "	
"	Signal Feeders for 2300, 4400 and 6600 V,			
"	Train Control Feeders.			

Central Station Synchronous Converters for Edison Networks,

"	"	Motor Generators for Edison Networks		
"	"	Hydro Electric Plants with Transmissions up to and including 132000 V.		
"	"	Synchronous Condensers up to and including 13200 V		
"	"	Frequency changers up to and including 13200 V.		
"	"	Steam Turbine Driven Generators.		
"	"	Alternating Current Feeders up to and including 132000 V.		
"	"	Alternating Current Networks up to and including 6600 V.		

Industrial Synchronous Converters for 275 and 550 V,

„	„	Motor Generators for 275 and 550 V.
„		Feeders for 275 and 550 V.
„		Internal Combustion-Engine Generating Sets.

Supervisory Systems for all of the above.

Telemetry or Remote Metering Systems for all of the above.

Standards

Standards for automatic stations have closely followed their development. The American Institute of Electrical Engineers has issued its "Standards for Automatic Stations No. 26". These cover items as follows:

- Scope
- Service Conditions
- Definitions
- Ratings
- Heating

Tests
Nameplates
Device Function Numbers¹
Minimum Protection for Power Apparatus²

The National Electrical Manufacturers Association, (U.S.A.) has also published standards for automatic switching equipment. These cover details as follows:

Definitions
Rating Standards
Manufacturing Practice
Specifications

Both sets of standards have been revised frequently as the art developed so that the latest issues of them represent an excellent view of American practice.

Devices

Suitable devices for the service have been prime factors in the wide spread successful application of automatic stations. The first step was to recognize the functions which these devices were (called upon to perform. The next step was to select from available manufactured devices, those which would fill the requirements of service. Where such devices were not available, specifications for them were drawn and the designers of a similar device were encouraged to develop them. As a result the manufacturers were enabled to supply devices for automatic switching which were quite similar to those commonly used for manual switching. It meant that the same staff with a minimum amount of education and training could be used to install and supervise automatic stations.

*Functional numbers*³ were selected for the devices in automatic stations almost coincident with their development. It enabled the designers as well as the supervisors to readily discuss designs and easily record the performance of automatic station operations. The device functional numbers were limited to 99. In fact, after fifteen years of experience these 99 numbers have still been found sufficient to comprehensively cover the range of functions in automatic station operation.

The useful life of devices in automatic stations is a topic which interests not only the manufacturers but the users. American practice specifies that each device in an automatic station should have a minimum life of ten years if reasonable maintenance is afforded. In determining this minimum life the operating cycles to which devices may be subjected is recognized as varying though very wide limits. Devices of a normally protective character, such as overcurrent relays, may have an operating cycle of only one operation per month as an average. Device of a purely regulating character may have operating cycles which require them to function as frequently as several times per second. In order, therefore,

¹ Device function numbers and their definitions as standardized by Amer. Inst. Elec. Engrs. and Nat. Elec. Mfgs. Assoc. are given in Appendix.

² Minimum Protection as recommended by Amer. Inst. Elec. Engr. is shown on page 5.

³ See Appendix for list and definitions.

to aid in the selection of suitable devices, American practice is standardizing operating cycles in 7 groups as follows:

Class A up to one operation per month

B " " " " " day

C " " " " " hour

D " " " " " minute

E " " " " " second

F " " thirty operations per second

G More than thirty operations per second.

Design

The designs of automatic switching equipments may be considered under headings as follows:

Starting sequence

Regulation

Protection

Stopping sequence

The starting and stopping sequences depend upon the kind of machine to be controlled. The regulatory and protective features depend upon service requirements.

Table I. Minimum Protection for Power Apparatus

Protection	Syn. Converter			Syn. Mot. Gen.		Gen.	Cond.	Rect.	Trans.
	Ry. 600 V	Edison 250 V	Min. & Indus.	Edison 250 V	Min. & Indus.	Syn. Hydro.	Syn.	Merc.	Static
A—c. Undervoltage	X	X	X	X	X	X	X	X ⁴	—
A—c. Overvoltage	—	—	—	—	—	X	X	—	—
Severe A—c. Overcurrent	—	—	—	—	—	—	—	X	—
Incorrect Polarity	X	X	X	X	X	—	—	—	—
Single-Phase Starting	X	X	X	X	X	—	X	X ⁴	—
Single-Phase Operation	X	X	X	X	X	X	X	X ⁴	—
Loss of Field A—c. Mach.	X	X	X	X	X	X	X	—	—
Loss of Field D—c. Mach.	—	—	—	X	X	—	—	—	—
D—c. Reserve Current	X	X	X	X	X	—	—	X	—
D—c. Overcurrent	X	X	X	X	X	—	—	X	—
Failure of Vacuum Pump	—	—	—	—	—	—	—	X	—
Excess Temperature (Sustained Overcurrent)	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Machine Overspeed	—	—	—	—	—	X	—	—	—
Poor Vacuum (Lockout)	—	—	—	—	—	—	—	X	—
Imperfect Start (Lockout)	X	X	X	X	X	—	X	—	—
Machine Overspeed (Lockout) ...	X	X	X	X	X	—	—	—	—
Severe A—c. Overcurrent (Lockout)	X	X	X	X	X	X	X	—	—
Grounding Protection (Lockout) ..	X	X	—	X	—	—	X	—	—
Excess Bearing Temperature (Lock- out)	X	X	X	X	X	X	X	—	—
Failure of Fluid Cooling Supply (Lockout)	—	—	—	—	—	—	—	X	X

⁴ Required only for auxiliaries under some conditions.

Protection

The protective features for each class of machine have been standardized in the U.S.A. by the American Institute of Electrical Engineers. Table I (see page 215) lists them.

Railway Applications

Railway automatic substations may be considered under five general groups as follows:

- Synchronous Converters
- Motor Generators
- Rectifiers
- Frequency Changers
- Feeders

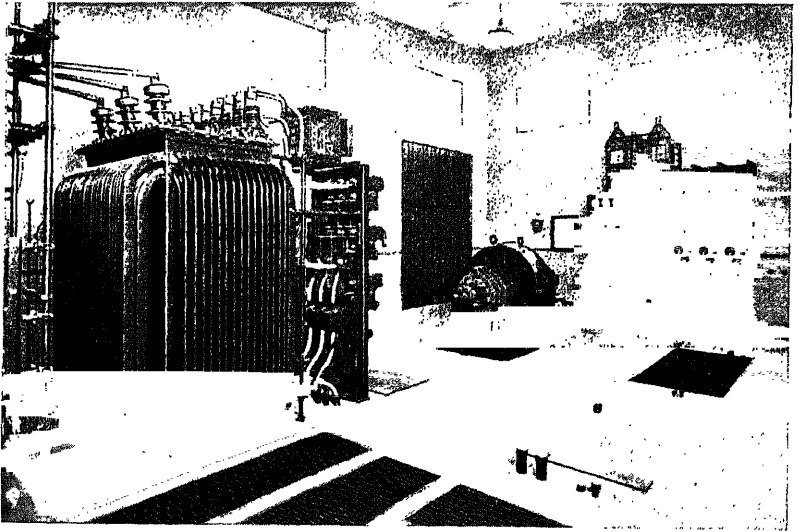


Fig. 2. Station of the Market Street Railways, San Francisco, California, U. S. A., showing an automatically controlled railway synchronous converter and equipment rated 600 V d-c. 750 kW.

Synchronous Converters require elaborate equipment for automatic service. A typical installation is shown in Fig. 2. The starting indication may be given by low trolley voltage or a time switch or the closing of the master circuit by remote supervision. Then a series of devices in the control circuit operate. These, after a brief time delay to prevent false starts, connect the unit to the source of alternating current supply. The next step is to connect the converter to the starting tap on the transformer. When this is accomplished the converter is brought up to about synchronous speed. It is then excited either separately or from its own armature. This excitation is a trial one. In some designs where separate excitation is used, the converter armature is polarized to give

the correct polarity. In other designs where self-excitation is used the field is reversed until the armature assumes the correct polarity. In any event, the polarity is checked by a voltage-directional relay which usually permits the next step in the sequence to occur. This is the connecting of the converter to the running tap on the transformer.

As soon as the starting sequence is completed, the polarity and sometimes the voltage of the unit is compared with that of the bus or circuit to which it is to be connected. If the polarity is correct and if the voltage is within predetermined limits, it is connected to the bus or circuit. Usually this connection is made through current limiting resistors. The object of these resistors is to limit the current flow from the d—c. units to the bus or circuit, thus gradually loading the machine. Generally two sets of loading limiting resistors are supplied, although in some cases three sets have been furnished and in other cases one set. These resistances are automatically cut out of circuit sequentially if conditions are correct.

The stopping sequence is relatively simple. When a unit is no longer required, it is usually disconnected from the a—c. and d—c. lines by an underload relay initiating the stopping sequence. In some cases the underload relay is replaced by supervisory control. In the usual designs the shutting down of the equipment automatically resets the devices so as to make the equipment ready for starting on call.

Motor Generators are used in most of the existing 3000 V automatic substations. They are also used on lower voltages where excessive a—c. voltage variation, extreme fluctuation of d—c. loading, or need for power factor correction makes the motor generator set more suitable than the synchronous converter. They require the same fundamental methods of control as do synchronous converters. Load limiting, however, is frequently obtained by field control of the d—c. generator, Fig. 3, rather than by load limiting resistors, although these are also sometimes used. Most of them have synchronous motors. A few sets have induction motors, but these are unusual.

Rectifiers in railway service are now being operated at practically all pressures up to and including 3000 V direct current. One design of automatic switching equipment for these machines is shown in Fig. 4. It differs radically from that furnished for rotating machines since the starting and stopping sequences are simple. However, what is saved in the starting and stopping sequences is expended in additional protective devices. In most designs when the master element indicates that the rectifier is to be placed in operation, the exciting arc is established. Then alternating current is supplied to the main electrodes and the rectifier connected to the direct current bus either directly or through a load shifting resistor. The load shifting resistor is shunted out by a suitable sequence if the load drawn from the rectifier is below a predetermined maximum.

Load shifting equipment will limit the amount of overload and prevent it being carried continuously. It will allow the shifting of a portion of the load to other stations feeding into the same network or distribution

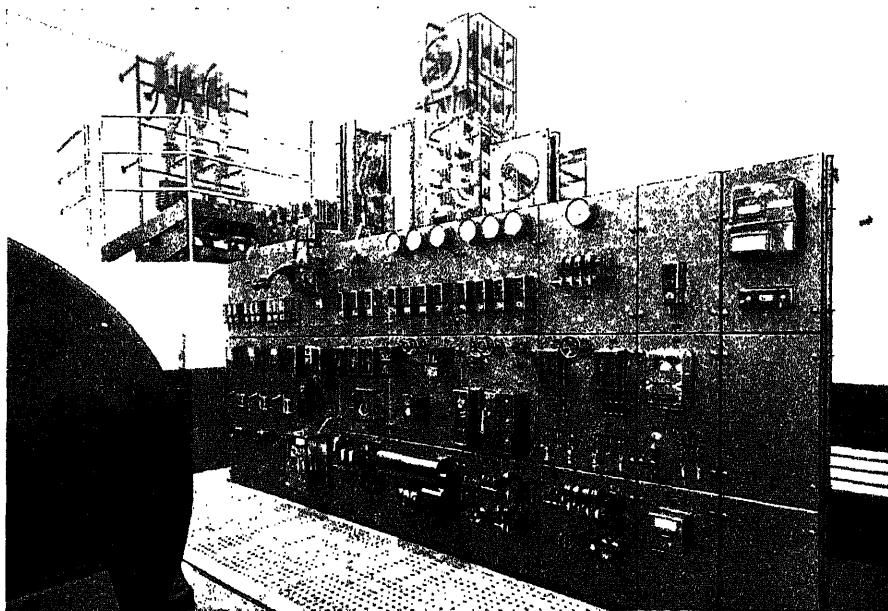


Fig. 3. The interior of the Pier Substation of the Key System Transit Company, San Francisco, California, U. S. A., showing automatic station control equipment for a railway type synchronous motor generator set 600 V 1500 kW.



Fig. 4. The West Hempstead Station of the Long Island Railroad Company West Hempstead, Long Island, New York, U. S. A., equipped with three automatically controlled railway type mercury arc rectifiers rated at 650 V d-c. 1000 kW each.

system. It will prevent the rectifier from being connected directly to a heavy load such as would cause a harmful disturbance to the system. It will shut down the rectifier when the load shifting resistors tend to overheat and will allow restart only when the resistors have cooled below a predetermined temperature.

Frequency Changers are used in automatic railway substations, Fig. 5, principally for automatic train control circuits, so that these circuits may be kept free from inductive interference by circuits of commercial frequency. They are started by automatic compensators. When they come up to normal speed they are connected directly to the train control

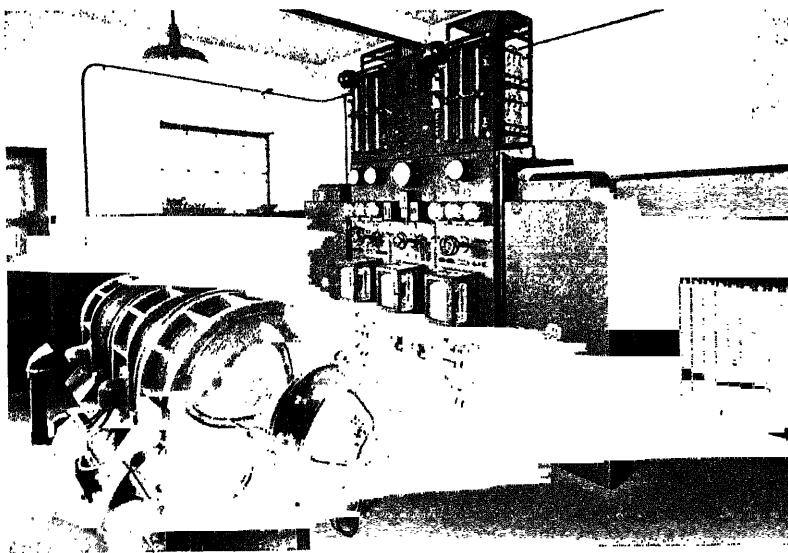


Fig. 5. The Nicetown Junction Station of the Reading Company, Philadelphia, Pennsylvania, U. S. A., showing one of two three-unit railway signal motor generator sets rated 440 V a-c., 60 kW, 100 cycles with automatic switching equipment.

or signal transmission lines. If the power supply fails while a set is running, that set is disconnected from the power supply and shut down. However, it will be automatically restarted upon the restoration of supply.

Sometimes the generator voltage is controlled by a generator voltage regulator. At other times such a regulator is omitted. Individual service requirements dictate whether or not a generator voltage regulator is required. In general a comprehensive system of relays is used to keep each section of signal feeders energized at all times from one or the other of two sources.

Parallel operation of these frequency changers is not customary. As the machines are generally of small capacity, it is not usual to provide elaborate protective equipment. The machines are generally operated

24 hours per day with the occasional exception of a machine held in reserve. Such reserve machines are brought into service only on failure of the main machine normally supplying the service. In addition emergency service can usually be obtained from a continuously running machine feeding an adjacent section.

Portable automatic railway substations, Fig. 6, have been built in many sizes. The largest single car unit has a 750 kW 600 V synchronous converter with its transforming and switching equipment for 33 000 V service. The largest portable automatic substation uses two standard gauge cars. One carries a 2000 kW 3000 V motor generator. The other carries the transforming and switching equipment for 88 000 V service.

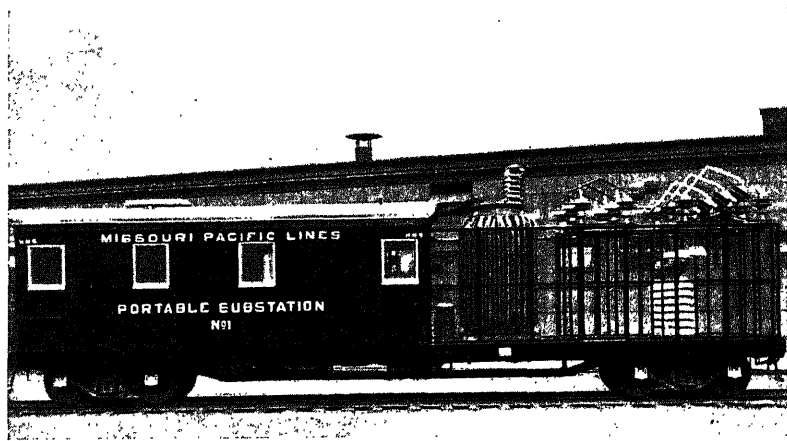


Fig. 6. A portable station of the Beaumont and Sour Lake line of the Missouri Pacific Railroad. This car contains a railway type synchronous motor-generator rated 750 V d-c. 500 kW. 60 cycles with automatic switching equipment.

Feeders for railway service may be divided into two general classes. One is used for furnishing power to the trolley or third rail network. The other is used for furnishing power for railway signal or train control purposes.

Trolley or third rail feeders are usually of the load indicating resistance type. They are generally provided with a circuit interrupting device and a resistor. An overload or short circuit on the feeder causes the circuit interrupting device to open and shunt into the circuit the resistance. This usually permits a current flow of from 20 to 100 A to measure the external resistance of the feeder. Relaying devices are used for keeping the circuit interrupter open until the external resistance of the circuit has been raised above a predetermined value. As soon as this condition is reached, the breaker is automatically reclosed.

Tripping means for feeders of the load indicating type may be divided into three groups as follows:

- Overcurrent trip
- Current-time rate of rise trip
- Integrated current-time rate of rise trip.

The overcurrent trip is the commonly known overload trip. It contains provision for tripping the interrupter whenever a predetermined current is exceeded. The current-time rate of rise trip is so arranged that it will trip the interrupter if the time rate of current rise exceeds a predetermined value. It is sometimes combined with an overcurrent trip for operation where slow time rates of current rise may occur. The integrated current-time rate of rise trip takes into account not only the time rate at which the overload or short circuit current is rising but also its successive point by point magnitudes.

Railway signal and train control feeders generally cover long stretches of territory. Under these conditions the territory is divided into sections with intermediate substations feeding power to signal feeders at 2300, 4400 or 6600 V. It is common practice to arrange the automatic switching equipment so that each section may be fed from either end. Hence, a line with two or more sections will have a substation at each of the extreme ends and a substation at the adjoining ends of adjacent sections. For instance a four section line will have two end or single-feeder substations and three intermediate or double-feeder substations. Each substation usually has two sources of power supply. The end stations or intermediate stations may be equipped without automatic resetting features, with complete automatic resetting features or with partial automatic reset. If the substations are provided without automatic resetting feature then when a fault occurs, one of the two sources of power is tripped and is locked open until manually reset. After an interval of two to three seconds the other source of power is closed and if the line is clear this source remains connected to the service. If the disturbance persists the second source is tripped and locked open until manually reset.

With complete automatic resetting, a—c. reclosing relays are used to control the breakers connecting the substation to each source. If a fault occurs on the line the source normally connected to it is tripped on overcurrent. After an interval of two or three seconds the other source of power is connected to the line. If the line is cleared the second source of power remains closed and the first source which has been opened resets ready for a reclosure in two or three seconds if the second source opens later. If the disturbance persists, the second source is tripped and locked open. After a time delay the first source is reclosed. If the trouble still remains until the last reclosure of the reclosing relay of the first source, it is assumed to require manual attention and the first and second source connections are then opened and locked open. Partial automatic reset is merely a variation of complete automatic resetting. In all cases the effort is made to keep power on the signal feeders continuously.

Central Station Applications

Central station applications of automatic switching equipments may be considered under headings as follows:

Edison d—c. networks
A—c. networks
Hydro-electric stations
Synchronous condensers
Frequency changers
Internal combustion engine driven generators
Transforming sub-stations
A—c. feeders.

Edison D—c. networks have been successfully made fully automatic. Both synchronous converters and synchronous motor-generators, Fig. 7, are used. Various forms of a—c. supply regulation such as induction

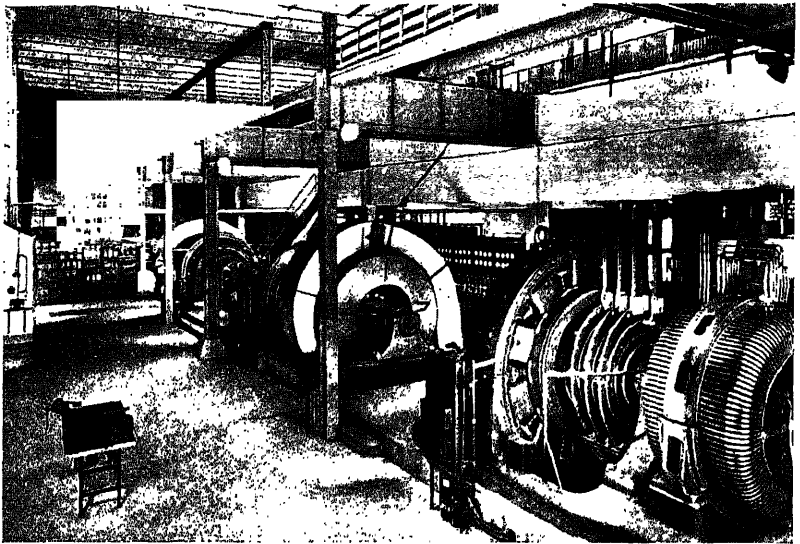


Fig. 7. St. Charles Street Substation of the Union Electric Light and Power Company, St. Louis, Missouri, U. S. A., showing an Edison lighting installation of two synchronous motor-generator sets rated 250 V d-c. 1800 kW and two synchronous converters rated 125/250 V d-c. 2000 kW and 2250 kW respectively with their automatic switching equipment.

feeder voltage regulators and tap-changing-under-load transformers have been supplied for the synchronous converters to enable service to be restored to the network following an outage. Synchronous motor generators have been provided with a wide range of voltage regulation to give similar service. Besides the motors have been provided with heavy amortisseur windings to permit riding over momentary dips in the a—c. supply. The trend of development seems however toward the limitation of the d—c. networks with a—c. networks being used for system extensions.

A—c. networks are similar to Edison d—c. networks since the 115/230 V d—c. system and the 120/208 V a—c. system each consist

of a low voltage electrical grid. The a—c. network however is fed by high voltage feeders, thru transformers and network protectors at strategic points. The network protectors, Fig. 8, are in themselves miniature automatic stations. Their major function is to disconnect all of the transformers on a feeder from the network in case of short circuit on the transformer or primary feeder associated with that transformer. This operation is accomplished by the use of the reverse power elements of polyphase network relays. They are made sufficiently sensitive so

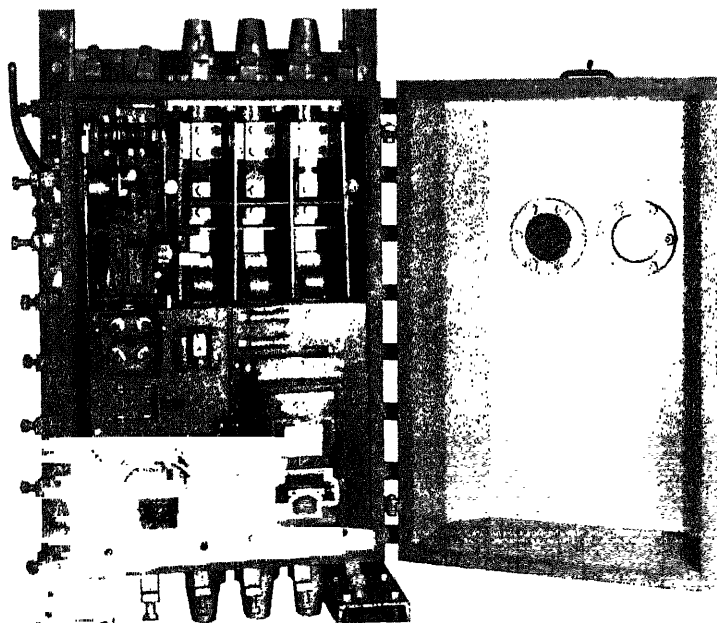


Fig. 8. A submersible type of network protector for lighting service; rated 220 V, 3-phase, 4-wire, 1200 A.

that if the feeder primary breaker is opened, power reversal through the protectors due to transformer exciting currents and cable charging currents will trip all the protectors and thus clear the feeder. The protectors are also arranged to reclose automatically only when the voltage relation between the transformer secondary voltages and the network voltages is such that the current flow upon protector closure shall not be such as to trip the device. The reclosing operation is controlled by the combined action of a network relay and a phasing relay.

Hydro-electric stations, Fig. 9, form an important class provided with automatic switching equipment. One is operating with units as large as 22000 kVA. Another has a total installed capacity of over 100000 kVA. Many of the smaller stations are operated by combination of remote

control and float control. Some are operated entirely by float control so that they run whenever water is available, and shut down when there is insufficient water to maintain full load. In a few cases, water level regulators are employed to make the best use of available surplus water, where the water rights of the generating station are junior to the rights of some other user of the water. These conditions occasionally exist on canals built primarily for navigation and where paper mills or other industrial activities have prior water rights.

Automatic hydro-electric stations divide themselves into two classes. One class uses self-synchronizing of the generating unit with the system.

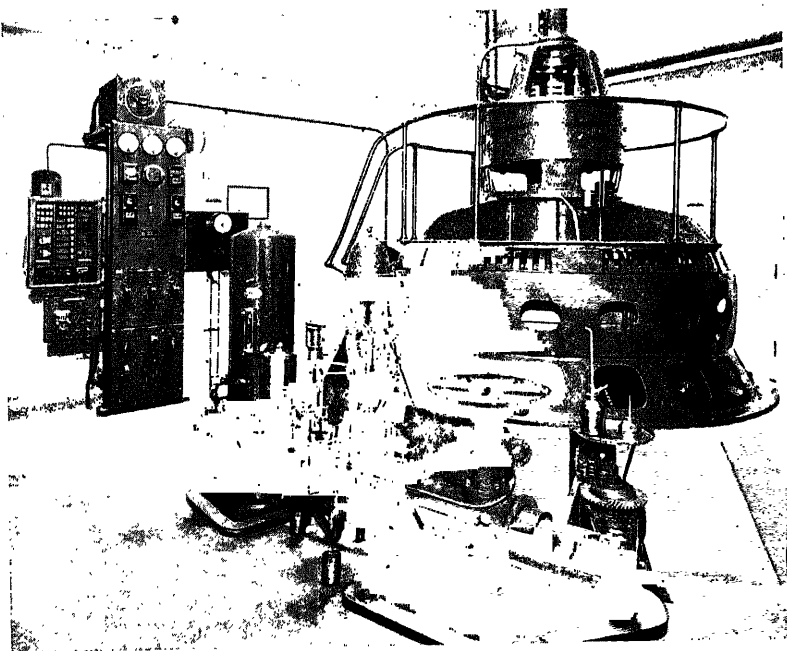


Fig. 9. The Friburg Station of the Otterteil Power Company, Fergus Falls, Minnesota, U. S. A., containing an automatically controlled hydro-electric generator rated 2300 V, 700 kVA, 60 cycles with audible supervisory equipment.

The other class uses automatic synchronizing. With this exception, however, both classes are identical. In general, the starting indication is given by a master element. The water wheel gate is opened and the generator is started revolving. When arranged for self-synchronizing, a mechanical switch on the machine closes at about 95% of synchronous speed thus energizing the control of the oil circuit breaker which connects the unexcited machine directly to the system. The field is then immediately applied and the machine pulls itself into step with the system. Generators for this class of service usually have amortisseur windings to assist in the self-synchronizing operation.

Automatic synchronizing uses the same steps in the sequence to the point where the machine is connected to the line. Instead of being connected to the line without field, the field is put on the machine and is then adjusted to give a voltage approximating that of the bus to which the machine is to be connected. Automatic synchronizing relays are then given control. They operate on the waterwheel governor, to raise or lower the speed as required. When the generator is at the correct voltage and is approaching synchronism within a predetermined electrical angular speed, it is connected to the bus.

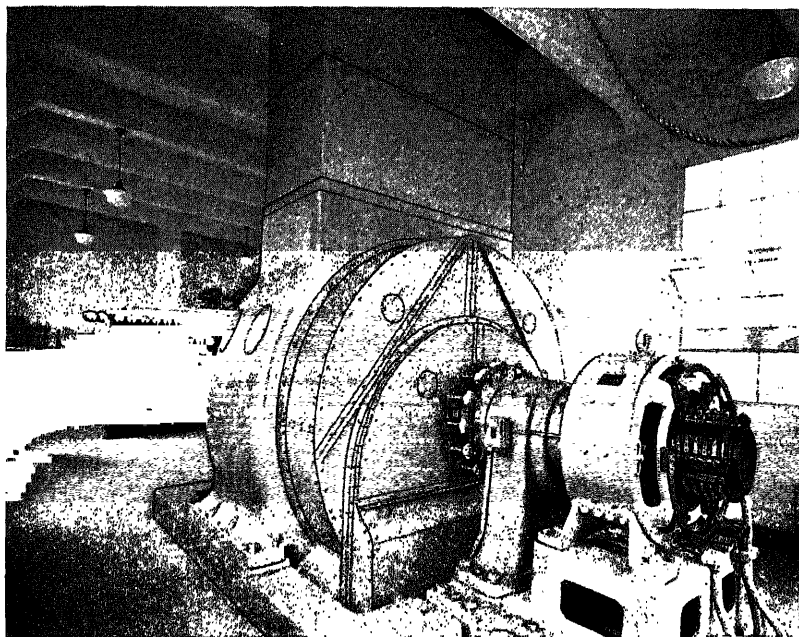


Fig. 10. Northwestern Electric Company, Portland, Oregon, U. S. A., substation showing a synchronous condenser for voltage regulation rated 11000 V, 3-phase, 10000 kVA, 60 cycles and its automatic switching equipment.

Practically all automatic hydro-electric stations are provided with automatic governors for regulating gate opening. They are usually equipped with automatic generator voltage regulators for adjusting the generator voltage. In some of the smaller sizes the generator voltage regulator is omitted. In such cases a predetermined field setting is made. This may be altered during the starting sequence by a contact short circuiting the field resistance in order to enable the generator field to build up more promptly.

Synchronous condensers automatically controlled are provided with automatic switching equipment quite similar to that supplied for

synchronous generators connected to waterwheels. Fig. 10 illustrates a typical installation. Of course the governor operating mechanism is not supplied but in its place is some form of automatic starting equipment such as provided with synchronous motor generators. The synchronous condenser is a voltage and power factor regulating machine. When the condenser and its control equipment are adjusted for a given pressure the condenser attempts to maintain that pressure at its terminals regardless of the line pressure.

The starting indication for an automatic synchronous condenser is usually given by one of two voltage relays operating from the a—c. service for which the condenser is provided as a regulating machine. When the pressure drops or raises to a predetermined value, one of

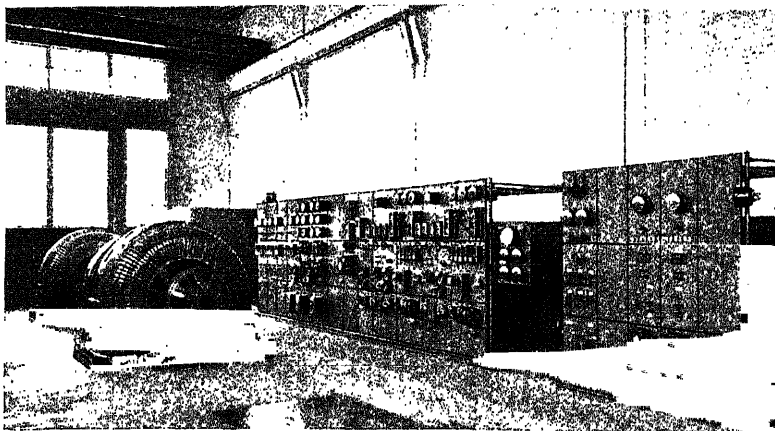


Fig. 11. The Everett Station of the Boston Elevated Railway Company, Boston, Massachusetts, U. S. A., equipped with two automatically controlled frequency converters rated 13 200 V, 500 and 750 kVA, 25/60 cycles.

voltage relays closes its contacts and starts a time delay starting relay. If the undervoltage or overvoltage condition continues in excess of the time setting of this relay, the starting breakers close, connecting the condenser to the line through a starting compensator or reactor. When the machine reaches approximately synchronous speed, partial field is applied to the condenser from its exciter. The starting breakers are then tripped and the running breaker closed connecting the condenser to full line voltage. Full field is then applied to the machine and the field control is transferred to the automatic generator voltage regulator with its motor operated field rheostats. The machine remains connected to the line until normal voltage returns and the load on the condenser is reduced below a certain minimum predetermined value for beyond the certain length of time. Then the running breaker is tripped and the machine stopped. It remains idle until one of the master elements gives the indication to restart.

Frequency changers of two types have been made completely automatic. One type, Fig. 11, consists of two synchronous machines one of which is connected to a source of synchronous power while the other is connected to a system not fed from any other synchronous source. In such a case the design of the automatic switching equipment is quite similar to that of the synchronous motor control used for synchronous motor generator sets although sometimes an automatic generator voltage regulator is added for the synchronous generator end of the frequency changer. Frequency converters using the Scherbius principle have also been made automatic. These tie together two systems of dissimilar frequency and regulate power interchange.

Internal combustion engine driven generators have been automatically operated for some time. However, most of the earlier sets have been 115 V or less with a maximum capacity of about 5 kW. Recently, however, automatic switching equipments have been designed and placed in operation for the control of 4000 V 50 kW generators driven by internal combustion engines. The units are used for emergency lighting. They are located in a substation which is normally fed by an independent incoming line. On voltage failure of the line the emergency gasoline-engine driven alternator will start and build up to correct voltage. The incoming line breaker will then be tripped. The generator breaker will then be connected to the bus, thus supplying power to the feeders connected to that bus. Upon the return of normal voltage to the incoming line the gasoline-engine driven generator breakers open, the main incoming line breaker is reclosed and the gasoline engines are shut down. A 24 V storage battery is used for starting the gasoline engines as well as for furnishing power for the d—c. control power bus. The equipment is provided with an automatic generator voltage regulator which controls the excitation in order to maintain constant voltage at the generator terminals. It operates by rapidly opening and closing a shunt circuit across the exciter rheostat.

Transformer step-down stations have been made completely automatic. In such cases there are two or more transformer banks connected between the high tension incoming service and the low tension distribution service. At one installation there are three such transformer banks. The high tension is supplied by four underground cables. These furnish 13200 V to the incoming power bus. The low tension terminals of the transformer banks are connected to the low tension bus which supplies all of the outgoing 4000 V 3-phase 3-wire feeders. During light loads only one transformer bank is connected to the buses. When the load on the low tension bus increases beyond the capacity of the transformer bank connected to it, a second transformer bank fed from a second cable is switched into service. As soon as this is accomplished the low tension bus is divided into two sections, one transformer bank feeding each section. If the load on the low tension bus increases beyond the capacity of the two banks already connected, the third bank fed by a third cable is switched into service. The low tension bus is then divided into three sections, each transformer bank feeding a separate section.

Provision is also made so that should any one of the three normally operated cables fail, its place will be taken by the fourth cable which is used as a spare. The design is also arranged so that as the load diminishes the last transformer bank to be switched on is switched off, and then the second one, until finally the original transformer bank is left supplying the load. Besides, any transformer bank may be made the leading one.

The 4000 V bus is supplied with automatically reclosing feeders.

Reclosing feeders for alternating current service form by far the largest individual group of automatic switching equipments for central station service. Fig. 12 illustrates an indoor metal enclosed design with removable units. Fig. 13 illustrates an outdoor equipment.

The designs have been very much simplified. They consist essentially of an electrically operated circuit breaker, the usual overcurrent or other tripping relays and a reclosing relay. The latter is probably of

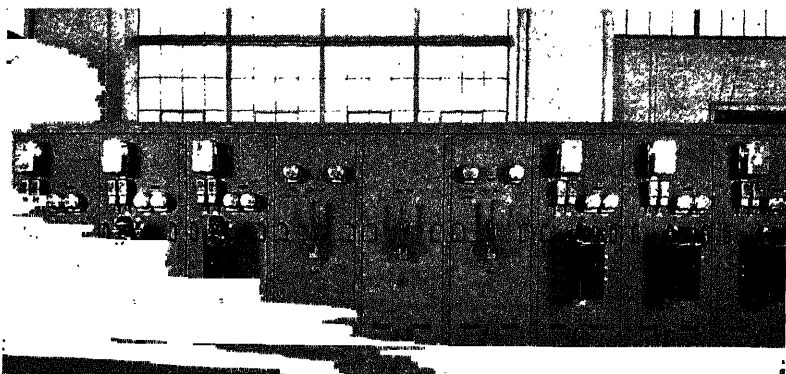


Fig. 12. City of Cleveland, Ohio, U. S. A., automatic reclosing truck type switch board rated 2300 V, 300 A.

the most interest since it is the only part of the equipment not used in manual switching. The reclosing relay starts functioning immediately that the circuit breaker is tripped by the overcurrent or other devices. It is designed so that at the expiration of a time interval it will close a pair of contacts which cause the oil circuit breaker to reclose. If the breaker trips again, a second time interval elapses after which the breaker is again caused to reclose. Sometimes as many as three or four successive reclosures are permitted. At the end of a predetermined number of successive reclosures, however, the reclosing relay locks out and the breaker is held in the open position.

The reclosing relays are usually adjustable through wide limits of time interval and for 1, 2, 3, or 4, successive reclosures. The time intervals and number of reclosures chosen for any given installation depend upon the service. Five combinations are recognized as standard in the U.S.A. These combinations with their corresponding influence upon oil circuit breaker ratings are listed in Table II (see page 230).

It has been found by practice that in most cases with overhead feeders one or two reclosures are sufficient to re-establish service. Most of the service interruptions on these feeders are due to lightning discharges, broken branches of trees falling across the wires or the wind swinging the wires together causing momentary short circuits. Over 98% of

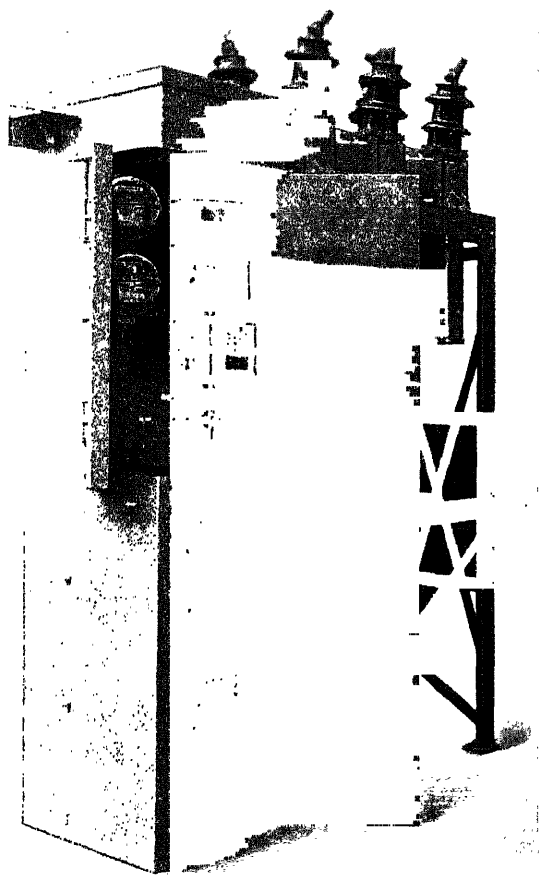


Fig. 13. A typical weatherproof house containing automatic reclosing equipment and motor operated centrifugal closing mechanism for an outdoor type oil circuit breaker rated 15000 V, 3-phase, 600 A.

circuit interruptions on overhead lines in the United States have been successfully reclosed the first time. On less than 0.5% of the circuit interruptions has it been necessary for manual inspection before service could be restored. On underground cables, however, a different situation exists. Here usually the oil circuit breaker will trip owing to a fault to ground. The only way to care for this is to repair the fault. Con-

Table II. Reclosing duty cycles

Operating Cycle	Interrupting rating in percentage of published interrupting rating on standard duty cycle
a. 2-OCO operations having a 2 min interval between each OCO operation	100
b. 4-OCO operations having a 2 min interval between each OCO operation	70
c. 3-OCO operations having a 1 min interval between each OCO operation	70
d. 4-OCO operations having a 30sec interval between each OCO operation	60
e. 4-OCO operations with 15 sec intervals between the first and second operations, 30sec interval between the second and third operations, and 75 sec interval between the third and fourth operations	40
Each of the above OCO operations consists of a closing operation followed by an opening operation.	

sequently reclosing feeders are rarely used in systems having underground cables. For such systems it is customary to place automatic throwover equipment at important points. These are usually fed two sources or through a loop. Either one of the two breakers forming a portion of the automatic throwover equipment is energized. In case of a service interruption the breaker connected to the de-energized line is opened and its companion connects the service to the other side of the loop or to the other source. Such equipments are usually furnished with some form of time delay to prevent unnecessary operation.

Industrial applications

Industrial applications of automatic switching equipment have been made mostly to steel mills, mines and elevators. The steel mill equipments consist almost entirely of synchronous motor generators although in a few cases synchronous converters are used. The mining industry uses synchronous converters or synchronous motor generators as the specific installation requirements dictate. The same principles of starting, protecting and stopping are employed as for railway service with the exception that no load limiting resistors are used. The industrial applications are usually a bit simpler than either the railway or central station applications.

Synchronous converters for industrial service, Fig. 14, use automatic switching equipment similar to that supplied for railway service. The design however is simplified because of the less exacting requirements. The load limiting equipment is omitted. The protective equipment is reduced to a safe minimum. Even the brush operating mechanism is sometimes omitted.

Motor Generators are widely used for industrial service because of their greater flexibility. A number of special forms of control are found

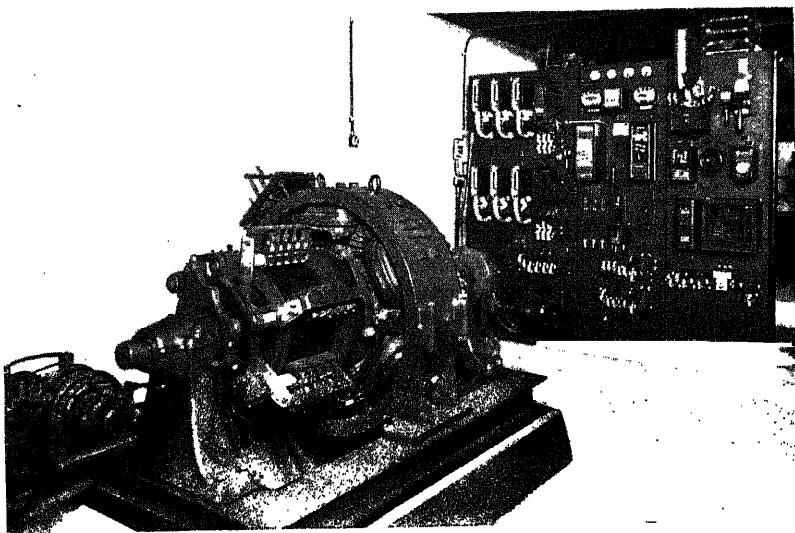


Fig. 14. An automatic station of the Stonega Coke and Coal Company, Big Stone Gap, Virginia, U. S. A., showing a mining type synchronous converter rated at 275 V d-c. 150 kW. The automatic station equipment includes one stub-multiple automatic reclosing d-c. feeder.

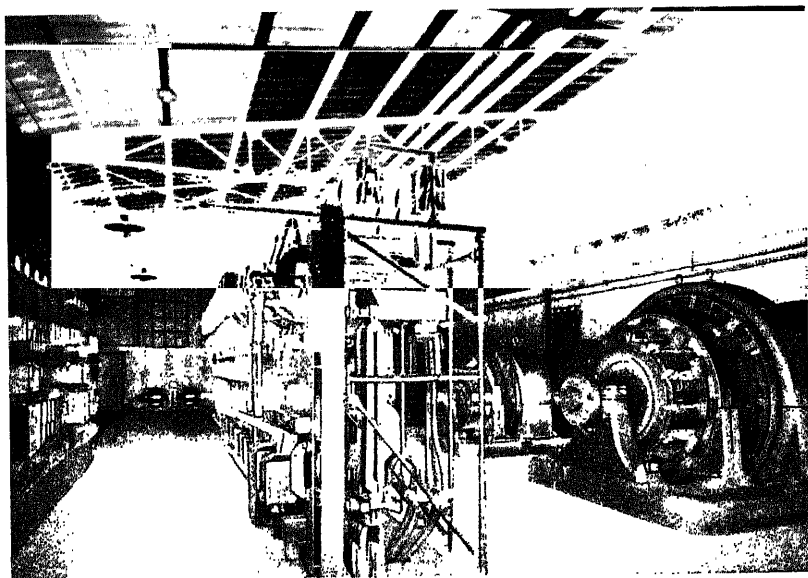


Fig. 15. An automatically controlled substation of the Commonwealth Steel Company, Granite City, Illinois, U. S. A., showing two industrial type synchronous motor generators rated at 250 V d-c. 900 and 1800 kW with automatic d-c. reclosing feeders.

in the larger automatic substations in industrial plants. The generators of these large units are usually provided with automatic field control for balancing the voltage when the set is first connected to the line and afterwards, regulating it to maintain constant voltage on the substation bus. If the load exceeds a predetermined maximum the regulator holds a constant maximum current until the demand drops when it again becomes a voltage regulating device. Substations of this type, Fig. 15, are frequently found in steel mills.

Mining applications use a large number of motor generator sets. The units are seldom larger than 300 kW. The control for them is as simple as is practicable to give satisfactory service. The average small motor generator for mining applications is started and stopped by

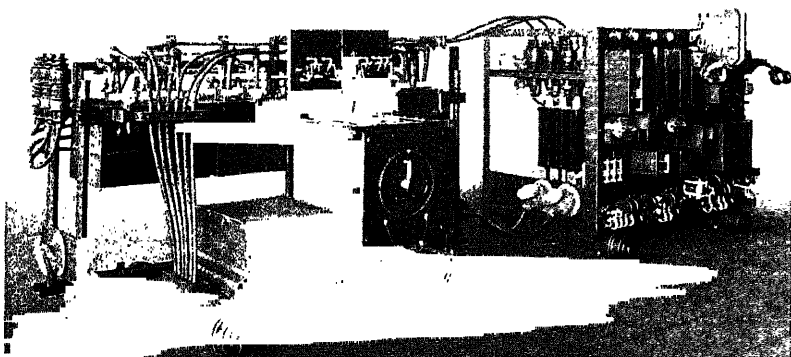


Fig. 16. A portable automatic switching equipment for the Butler Consolidated Coal Company, Butler, Pennsylvania, U. S. A. These two trucks contain the equipment for a mining type motor generator set rated 250/275 V, 300 kW. A third similar truck carries the motor generator.

a pushbutton. The direct current end is operated with self excitation and without load limiting or load regulating means. When only one feeder leaves the substation, the machine breaker itself is provided with automatic reclosing equipment although it is usual to have two feeders, each with automatic reclosing equipment. Where two units are in the same substation, with the direct current generators operating in parallel, special means must be provided to compensate for the unequal field temperatures when the cold machine is placed in parallel with the one which has been running. This is sometimes accomplished by a simple form of regulator which functions only while the cold machine is coming up to temperature. In other cases, it is accomplished by preheating the field of the idle machine.

Portable automatic substations are beginning to find favor in the coal mining industry. Several 150 kW 2300 V, 60 cycle/275 V d—c. sets have been mounted on flanged wheels adjusted to the mine haulage track gauge. The automatic switching equipment, Fig. 16, has similarly

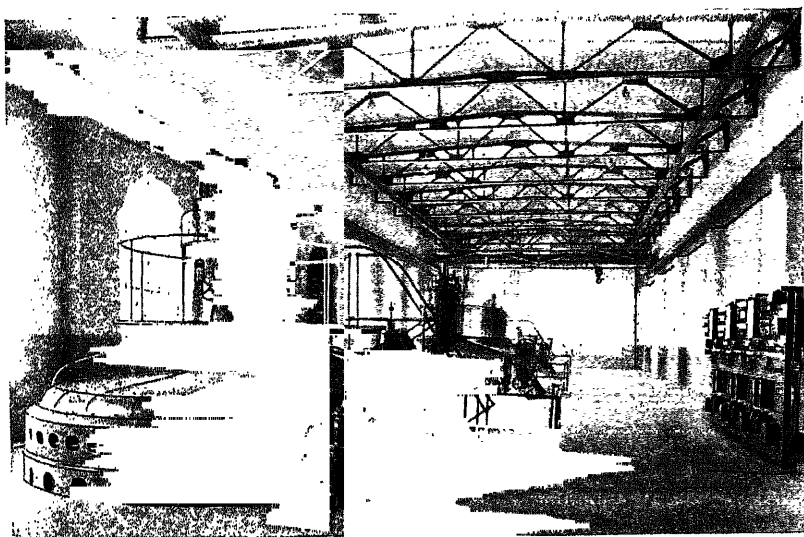


Fig. 17. Automatically controlled station of the Kimberly Clark Company, Kimberly, Wisconsin, U. S. A., showing three industrial water wheel generator equipments rated 480 V, 900 kVA, 60 cycles each.

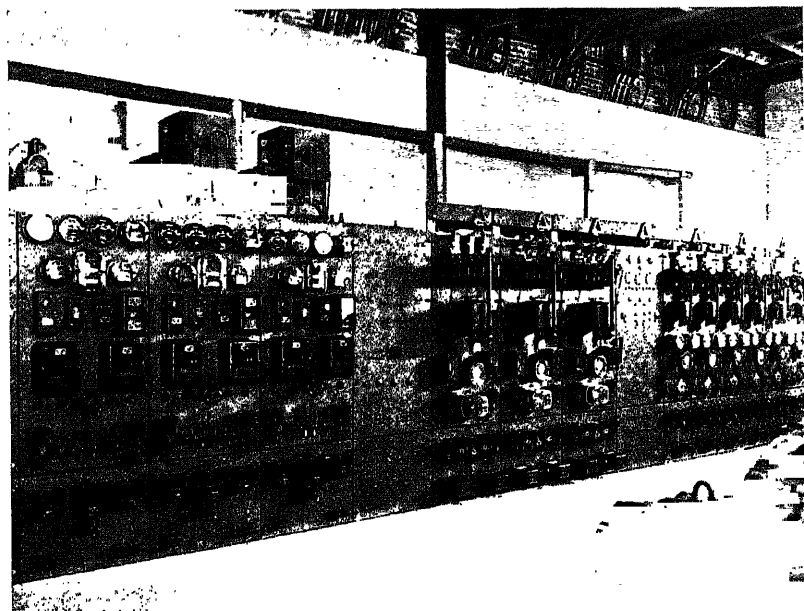


Fig. 18. Automatic reclosing feeders of various capacities for 250 V d-c. steel mill service in the mill of the Youngstown Sheet and Tube Company, Indiana Harbor, Indiana, U. S. A.

been mounted on frames provided with flanged wheels. The units are moved from point to point in the mine passageways as the work progresses.

Hydro-electric stations supplying power for industrial applications are now usually automatic. Their design is similar to that of hydro-electric units in central station service. Fig. 17 illustrates a typical installation. Such a station may be connected to a central station system to furnish surplus power to that system. It may also be used for power factor regulation.

Feeders used in industrial applications, Fig. 18, are quite similar to the load indicating feeders described for railway service.

Supervisory Systems

Supervisory equipment was developed to meet the need for a greater concentration of supervision with increased speed and reliability of operation. Supervisory systems use fewer and smaller connecting wires

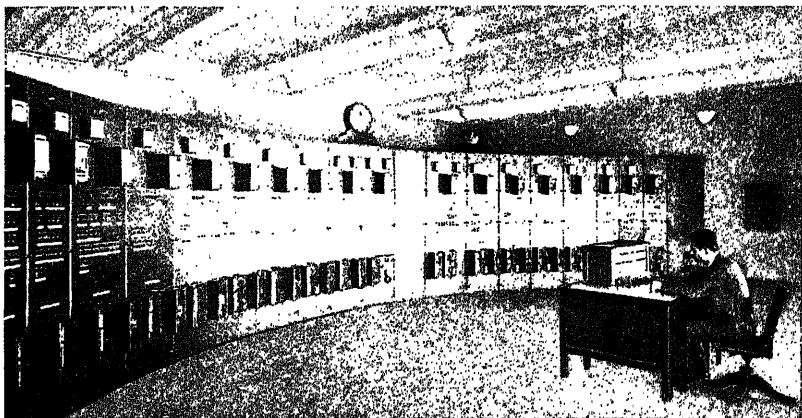


Fig. 19. Dispatcher's office of the Cincinnati Street Railway Company, Cincinnati, Ohio, U. S. A., showing an installation of impulse visual supervisory equipment which gives complete supervision including telemetering for 19 automatically controlled substations.

and very much smaller control and indicating devices than do the usual remote-control schemes. The equipment is designed to operate over telephone circuits. Its distinguishing feature is that the same line wires are used for operating selectively and individually each of a large number of devices, and for returning individual indications of the position of each of the connected devices. The terminal equipments are the distinguishing features of supervisory equipment.

Supervisory systems were first placed in operation in 1898. Their development was slow until the advent of the automatic station. Three principal types are in extensive use today. They may be grouped as follows:

Impulse Audible Systems
Impulse Visual Systems
Carrier Frequency Systems

Impulse audible supervisory systems were developed to meet the demand for an inexpensive form of supervisory equipment. They utilize one pair of telephone wires from the dispatcher's office looping through all of the outlying stations connected to it. The systems are operated

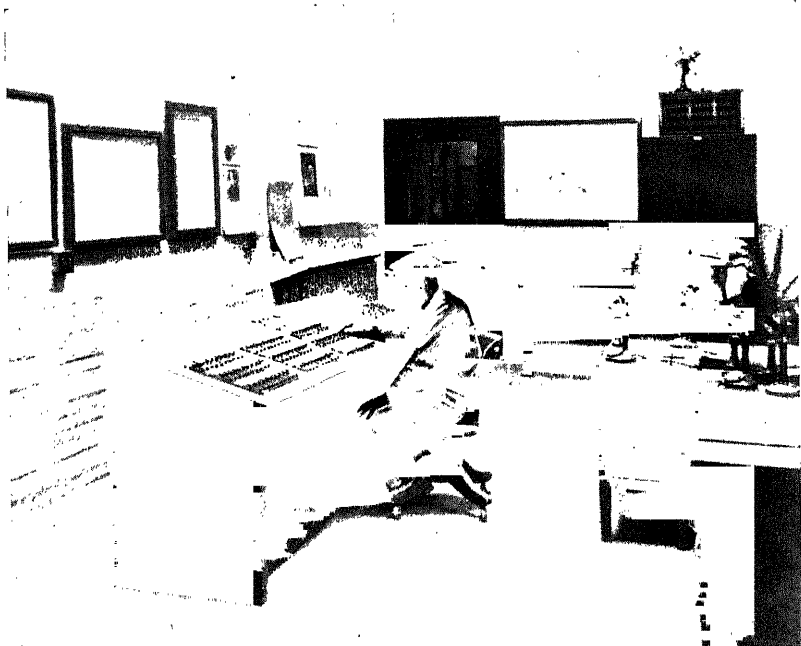


Fig. 20. The dispatcher's office of the Syracuse Lighting Company Syracuse, New York, U. S. A., showing a steel desk type of dispatcher's impulse visual supervisory equipment capable of 80 points of control and indication and 10 points of selective telemetering.

by the conventional automatic telephone dial. One dial only is necessary for the operation of the entire equipment in all of the outlying stations connected to a system. Each number dialed sends a train of impulses over the line wires by means of which selector switches or relays in the outlying stations perform certain operations. An answer-back is received through a telephone or loud speaker. The condition or changed condition of the unit in the outlying station is indicated by a series of buzzes of differing tones, the indication being repeated until it is stopped by dialing a stop number.

A recently developed type of audible supervisory system permits operating through telephone cable or through insulating transformers in open lines which may or may not parallel high tension transmission lines.

Impulse-visual supervisory systems resemble the impulse-audible systems in that ratchet selectors or relay chains are used. The impulse-visual systems however use four line wires between the dispatcher's office and each outlying station. Besides, the dispatcher's office is equipped with a key and lamp combination unit for each unit supervised in each outlying station. Fig. 19 illustrates a dispatcher's office where the equipment is mounted on conventional panels. Fig. 20 illustrates one using a bench or desk type of construction.

Accurate selectivity and high speed of operation are inherent characteristics of impulse-visual systems. There is a check-back of remote apparatus condition before an operation can be performed. After a remote unit has been selected there is a continuous metallic circuit between the dispatcher's key and the supervised unit. This circuit remains established until released by the dispatcher. Its continuity permits immediate return indication of a change in the outlying unit. It is also useful for telemetering and remote synchronizing.

Changes in the outlying units not initiated by the dispatcher are automatically and promptly indicated at the dispatcher's office. If a number of changes occur simultaneously, the indications are stored temporarily in the outlying equipment and released successively and as rapidly as the terminal equipments will accommodate the traffic. The indications are received by visual and audible means. The visual indications are displayed by lamps provided with suitable color caps. These are lit continuously. The audible indication is a bell or siren operating continuously or periodically till manually stopped. To safeguard performance, the devices are so connected that if the system is not in an operating condition, the dispatcher is not only notified, but he is prevented from performing operations. This inhibits false operations.

Remote metering is accomplished with this equipment by assigning a standard control point to that function, in which case, this point is equipped with a stop-key only. When the metering point is reached, the telemetering selector relay closes, connecting a metering transmitter to the circuit to be metered.

Carrier frequency supervisory systems may be divided into moderate frequency and high frequency groups. These may use a single train wire between the dispatcher's office and all of the outlying substations. In this case the dispatcher's office as well as the substations are all bridged between this wire and ground. They may use also the insulated ground wires of a high-tension transmission line for guiding the carrier frequency impulses. Or they may use the high tension lines through suitable couplings.

One high frequency carrier current system uses the same equipment which has been operated successfully for a number of years in the selector supervisory system. A carrier current panel is added to the standard selector equipment at the dispatcher's office and in each outlying station. The operation of the system is similar to the operation of the selector supervisory system using telephone wires. One additional operation, however, is required. When the load dispatcher wishes to

operate a unit in an outlying substation he first turns the master key in the key and lamp cabinet. This prepares the local terminal equipment for transmitting. Next, the dispatcher turns the selector key for opening or closing a circuit breaker or for performing any other desired operation in the outlying station. A series of carrier frequency impulses are then sent over the connecting circuits.

The equipment is interlocked so that no control signal can be sent out while indication signals are being received. Similarly the equipment is interlocked so that no indication signals will be sent in while control signals are being sent out. Provision is made so that if automatic operations occur in the outlying stations while control indications are being dispatched, they will be stored up and reported to the dispatcher's office after all of the operations have been completed.

One moderate frequency carrier current supervisory system uses alternating current impulses of frequencies of the order of 500 cycles. The impulses are obtained from motor generator sets. They are transferred to the line wires either directly or through insulating and drainage transformers if insulated overhead ground wires are used. A frequency of 450 cycles is used to set up the terminal apparatus for a specific operation. A frequency of 600 cycles is used to perform the operation.

Telemetering

A telemeter is defined by the "Standard Dictionary" as "an apparatus for electrically recording at a distance the indications of a physical or meteorological instrument". It is being used in electrical engineering to denote that class of electrical measuring equipment which utilizes telephone wires and impulses consisting of variable direct currents and alternating current frequencies for transmitting instrument and meter indications and readings.

There are several designs of telemetering which have been developed and used successfully. Some of these are as follows:

- Rheostatic Telemetering
- Frequency Impulse Telemetering
- Rectified Current Telemetering
- Audio Frequency Telemetering

Rheostatic Telemetering in one successful design, Fig. 21, uses a rotating drum upon which is wound a resistance wire in the form of a helix. A contact wheel of silver rest on the helix. As the drum rotates in response to a change in condition of the units measured, the amount of resistance between a fixed terminal and the moving terminal is changed. This in turn influences the amount of current which is sent from the transmitter to the receiver and in turn actuates the receiver reproducing the indication at the receiving point. The receiver is a D'Arsonval instrument calibrated in terms of the unit to be measured. The system depends for its accuracy upon a constant potential source. It has proven successful for the remote indication of volts, amperes, watts, reactive volt-amperes and other quantities for distances up to about 20 miles.

Rectified Current telemetering is particularly applicable to the transmission of readings of alternating current amperes and alternating current volts. It utilizes a tube or film rectifier. The transmitting equipment is connected directly to the secondary of an instrument transformer. The receiving equipment is an ordinary milliammeter calibrated to read the same values as the transmitter.

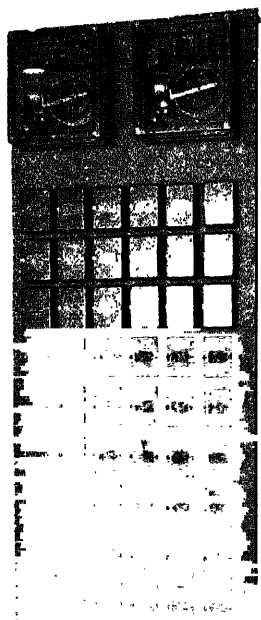


Fig. 21. The substation transmitters and selecting relays of the selective telemetering system installed at the 39th Street Substation of the New York Edison Company, New York, New York, U. S. A. This equipment gives 52 points of 120 V d-c. indication, 52 points of 1200 A d-c. indication and 2 points of 240 V d-c. indication.

The rectifier current type of telemeter, Fig. 18, when used to indicate alternating current voltage is affected by the resistance of the terminal apparatus and line wires. It is, therefore, necessary to use an adjustable line resistance compensator so that the receiver indications may be corrected. Where a current reading is desired, however, the line re-

sistance has little effect on the reading, because the current transformer must maintain ampere turns in the secondary to balance the ampere turns in the primary. Thus the variation of resistance in the line wires does not seriously affect the calibration of the equipment when used for current reading with line wire loops not exceeding 2500 ohms in resistance.

Frequency impulse telemeters use a different principle of operation from those previously described. The readings are transmitted by means of impulses. The magnitude of the quantity to be transmitted is a function of the time rate at which the impulses are sent.

The transmitter is a meter of the same general type as the conventional watthour meter or ampere-hour meter. This is necessary since the operation of the system in its simplified form depends upon a rotating device for originating the impulses. Hence, the more rapid the rotation, the greater the number of impulses sent per unit time. The receiving instrument is arranged so that the greater the number of impulses received, the greater will be its deflection. Correspondingly, the less the number of impulses the less the deflection. The receiver may be similar to some forms of speedometer or it may be entirely electrical without mechanical motion. It is usually compensated for temperature.

The impulses that operate the indicator may also be used to determine both the total kilowatt-hours and the demand over a given time interval. The total kilowatt-hours are obtained by operating a counter known as a distant dial. The demand is determined by operating any of the conventional demand meters by the impulses. Thus, this type of telemeter may give an indication of power, an integration of power, and the power demand from the impulses sent out by a single watthour meter. Provision can also be made to take account of the direction of power flow.

The summation of two or more readings can be accomplished by adding the impulses from the several transmitters. This is done by the use of a device known as a differential relay. It sends out a series of impulses to operate the receiver according to the sum of the original impulses.

Audio frequency telemetering is a recent development. It is particularly applicable to electrical instruments such as voltmeters, ammeters, wattmeters, power-factor meters and the like. Essentially, the transmitter includes a variable condenser which modulates a high frequency circuit producing a beat frequency. The beat frequency is transmitted over connecting wires to the receiving station where it is amplified and operates a direct reading frequency meter.

Two or more instrument readings may be transmitted over the same line wire with the audio frequency telemetering system. This is done by the use of a continuously operating selector switch which automatically connects each instrument successively to the telemetering transmitter for a brief period. As many as 20 instruments may be cared for in this manner. At the receiving station an equal number of instruments are installed. All receiving instruments are frequency meters identical in construction, but each has a scale corresponding to an instrument at

the remote station. A selector switch associated with the receiver is arranged to connect the receiving instrument to the line wire during the period for which the corresponding transmitting instrument is connected to the telemetering apparatus by the transmitter selector. Thus each pair of instruments, one transmitting and one receiving, is given possession of the telemetering channel once in each complete cycle. Synchronizing of the selector switches in the receiving and transmitting stations is automatic. The apparatus is started from rest at the beginning of each cycle. Should the selectors come out of step, an indication of this is given in the receiving office.

The receiving instruments employed have pointer movements of the type which retain their position when de-energized. Thus, when operated in the above manner each instrument indicates the reading shown when last connected to the telemetering circuit.

Performance

The performance of automatic stations and substations has been very successful. Starting in 1914 with a single 300 kW synchronous converter substation, the installed capacity has grown to over 2 000 000 kW in rotating apparatus in 1929. In addition more than 10 000 000 kW of static apparatus is controlled by automatic switching equipment.

Two features are outstanding in obtaining such successful performance. The manufacturers have cooperated most successfully with the operating companies in selecting devices and circuit combinations which meet the requirements of service most thoroughly. The operating companies by their courage and foresight, together with the ability of their staffs, have installed and maintained the equipment under sometimes trying conditions. The net result has been a most stimulating one for the industry since it has effected an appreciable reduction in power transformation and distribution cost. Besides, strange as it may seem the maintenance costs of automatic stations are less than those of manual stations, even though the automatic stations have more devices. This results because automatic stations are given a higher degree of design, maintenance and inspection and are left free from tampering at other times. The operating and maintenance expense of automatic stations is roughly one-fifth of that of equivalent manual stations, taking into account not only the higher grade of personnel concerned, but also all of the other factors.

Economics

The economics of the automatic station are sound. Unless the additional cost of the equipment to make a station automatic can be paid for in saving in operating expense alone in three years, such an installation is not recommended. This means that at the expiration of the three-year period the excess cost of the automatic switching equipment has been paid for and from then on through the life of the equipment the saving in operating expense can be applied against the initial investment. Besides, the standards of automatic stations having been

held so high the devices usually last longer than in manual stations, so that the depreciation factor is not so high. In fact, automatic stations have become so popular that in the railway field scarcely a new substation is built which is not fully automatic. Similarly in the central station field, practically all new feeders are automatic and all a—c. networks are now being provided with network protectors operating automatically.

Bibliography

A bibliography is usually considered a fitting supplement to a review of a portion of the electrical art. The literature is replete with articles on automatic stations and their remote supervision. A comprehensive bibliography was published by the Committee on Automatic Stations of the American Institute of Electrical Engineers in its report, issued in June 1928. It was continued to date in its report published in June 1929. It will list later articles in its report to be published in June 1930.

Appendix

Device Function Numbers

Each device used in an automatic switching equipment has a device function number which is placed adjacent to the device symbol on all wiring diagrams and arrangement drawings and is placed near the device when mounted on panels or otherwise. These device function numbers as standardized by the American Institute of Electrical Engineers and National Electrical Manufacturers Association (U.S.A.) are as follows:

1. Master Element is a device which gives an indication locally, or from a remote point, to place an equipment into or out of operation either immediately or after time delay.
2. Time Delay Starting or Closing Relay is a device which affords necessary time delay in placing an equipment into operation.
3. Master Relay.
4. Master contactor is a device which makes and breaks the necessary control circuits:
 - a. To place the equipment in operation at the proper indication of the master element and certain protective devices and
 - b. To take the equipment out of operation at the opposite indication.
5. Stopping Relay, Contactor or Switch is a device which functions merely to place and hold an equipment out of operation.
6. Starting Circuit Breaker or Contactor is a device which connects machine to source of starting voltage. (The starting breaker connecting the machine to starting voltage should always be No. 6. If a compensator is present the breaker energizing the compensator is No. 6 C. If one breaker has sufficient number of poles to perform both functions, it should be designated as No. 6. In Korndorffer starting (or continuous circuit starting), No. 6 is the Y breaker and No. 6 C is the breaker on the high side of the compensator.)
7. Polarized Motor Relay is a polarity indicating motor relay.
8. Control Power Switch is a hand operated switch which connects (or disconnects) the source of control power to (or from) control bus.
9. Field Reversing Relay is a device which reverses the shunt field connections of a machine.

10. Unit Sequence Switch is a device which changes the sequence of placing units in and out of service, in multiple unit equipments.
11. Control-Power Transformer is a transformer which supplies the a—c. control power for operating the major a—c. devices.
12. Overspeed Limit Device is a device which functions on machine overspeed.
13. Synchronous Speed Device is a device which indicates approximate or absolute synchronous speed.
14. Underspeed Device is a device which functions on a decrease in speed below synchronous or normal speed.
15. Speed Regulating Device is a device for regulating the speed below synchronous or normal speed.
16. Battery Charging Device is a device which controls the d—c. automatically operated devices in a battery charging equipment.
17. Series Field Shunting Circuit Breaker or Contactor is a device which opens or closes a shunt circuit around a machine series field.
18. Accelerating Contactor or Relay is one which causes the operation of a succeeding device in the starting sequence after the proper conditions have been established.
19. Transition Relay from Starting to Running is a relay which gives an impulse to main circuit devices for changing a machine from the starting to the running connections.
20. Electrically Operated Valve is a solenoid or motor operated valve either in vacuum, air, oil or water line. When several different types of electrically operated valves are furnished on one equipment, they are designated as follows:
 - 20 A Electrically operated valve for air.
 - 20 Q Electrically operated valve for oil.
 - 20 V Electrically operated valve for vacuum.
 - 20 W Electrically operated valve for water.
21. Reserved for future application.
22. Equalizer Circuit Breaker or Contactor is a device which makes equalizer connections for multiple unit equipments.
23. Temperature Regulating Relay is a thermal relay which operates to hold temperature between given limits.
24. Bus Tie Circuit Breaker, Contactor or Switch is a device used to connect a—c. or d—c. buses together.
25. Synchronizing Device is a device used for checking synchronism of two a—c. sources.
26. Apparatus Thermal Device is one which functions when a given value of heating of the apparatus to which it is applied has been reached.
27. A—c. Undervoltage Relay is one which functions on a given value of a—c. line or control voltage.
28. Resistor Thermal Device is one which functions when a given value of heating of the load indicating or load limiting resistors has been reached.
29. Isolating Circuit Breaker, Contactor or Switch is a device used for completely disconnecting one circuit from another generally during emergency operation or test.
30. Annunciator Relay is a non-automatic-reset device which gives individual visual indications upon the functioning of lock-out protective devices, and may also be arranged to perform the lock-out function in the master control circuit.
31. Separate Excitation Device is one which connects a converter shunt field to a source of separate excitation.
32. D—c. Reverse Current Relay is one which functions on a given value of direct current reversal.

33. Position Switch on waterwheel gate is one which indicates position of waterwheel gate.
34. Motor Operated Master Switch is a motor operated device which fixes sequence of major devices during starting and stopping sequence.
35. Brush Operating Mechanism is a motor operated mechanism for raising, lowering or shifting the brushes of a machine.
36. Polarity Relay is one which indicates polarity.
37. Undercurrent Relay is one which functions on a given minimum value of current flow.
38. Bearing Thermal Device is one which functions upon excessive bearing temperatures.
39. Field Reducing Contactor is one which inserts resistance into field of machine.
40. Field Relay is one which indicates presence or loss of field in an a—c. machine.
41. Field Circuit Breaker, Contactor or Switch is a device which functions to apply, remove, or reverse a machine field.
42. Running Circuit Breaker or Contactor is a device which connects a machine to source of running voltage.
43. Transfer Device is a device which transfers control of breakers, etc., from automatic to test switches, or control of equipment from manual to automatic, automatic to continuous, or performs some transfer operation other than unit sequence.
44. Unit Sequence Starting Device is one which functions to start the next available unit, in multiple unit equipment on failure or overload of normally preceding unit.
45. D—c. Overvoltage Relay is one which functions on a given value of d—c. machine or bus overvoltage.
46. Reverse-Phase or Phase-Balance Current Relay is one which functions on an unbalanced current condition, or on reverse phase flow of current, or both.
47. Single or Reverse-Phase Voltage Relay is one which functions upon presence of correct polyphase voltage, or upon polyphase voltage of correct phase rotation, or both.
48. Incomplete Sequence Relay is one which gives indication to shut down a machine and prevent its restarting if the control does not properly complete a predetermined sequence.
49. A—c. Thermal Relay is a thermal device which functions when the temperature of a—c. apparatus controlled tends to decrease below or increase above the safe operating value.
50. Short Circuit Selective Relay is one which functions on excessive rate of rise of current and may further allow reclosing only after normal conditions have been re-established.
51. A—c. Overcurrent Relay is one which functions when current in an a—c. circuit exceeds a given value.
52. A—c. Breaker or Contactor.
53. Exciter Relay is one which indicates operating value of exciter armature voltage or current, or insures positive building up of exciter voltage.
54. High Speed Circuit Breaker is a circuit breaker which starts to open the main circuit in 0.01 second or less on excessive rate of rise of current or on d—c. overload above its setting.
55. Power Factor Relay is one which holds or indicates a given power factor on an a—c. machine or system.
56. D—c. Reverse-Power and Underload Relay is one which functions on a given value of direct-current reverse-power and on a given minimum value of current flow in the proper direction.

57. Current Regulating Relay is one which functions to hold the value of current between given limits.
58. Voltage Regulating Relay is one which functions to hold the value of voltage between given limits.
59. A—c. Overvoltage Relay is one which functions on a given value of a—c. overvoltage.
60. Voltage Equalizing Relay is one which indicates, or functions to hold, a given voltage difference between two sources of voltage.
61. Current Balance Relay is one which indicates, or holds, a given current relation between two sources of current.
62. Time Delay Stopping or Opening Relay is one which affords the required time delay in the sequence of taking an equipment out of operation.
63. Fluid Pressure Relay is one which indicates presence, value or failure of oil, water, vacuum or air pressure. May be used as a regulating or protective relay, or both.

When several different types of pressure relays are furnished with one equipment, they are designated as follows:

- No. 63 A Pressure relay for air.
- No. 63 Q Pressure relay for oil.
- No. 63 V Pressure relay for vacuum.
- No. 63 W Pressure relay for water.

64. Grounding Protective Relay is one which functions on failure of machine insulation to ground or flashover of d—c. machine to ground.
65. Governor is the speed regulating device for a prime mover.
Complete electrically operated governor parts are as follows:
65-MF-Governor Fly Ball Motor.
65-ML-Governor Load Limit Motor.
65-MS-Governor Synchronizing Motor.
65-S- Governor Solenoid.
66. Notching Relay is one which functions to allow only a specified number of operations of a given device, or equipment, or a specified number of successive operations within a given time of each other. Also is used to allow periodic energizing of a circuit.
67. Power Directional Relay is one which functions on a given value of a—c. reverse power.
68. D—c. Thermal Relay is a thermal device which functions when the temperature of the d—c. apparatus controlled tends to exceed a safe operating value.
69. Reserved for future application.
70. Electrically Operated Rheostat is one used primarily to vary the resistance of a circuit in response to some contact making device.
71. D—c. Line Emergency Circuit Breaker or Contactor is one used to interrupt a d—c. power circuit under emergency conditions.
72. D—c. Line Circuit Breaker or Contactor is one used to close and interrupt a d—c. power circuit under normal conditions or to interrupt this circuit under emergency conditions.
73. Load Limiting Resistor Shunting Circuit Breaker or Contactor is one used to insert a step of load limiting resistance in a power circuit under abnormal or overload conditions and to shunt this step of resistance when the abnormal or overload condition has disappeared.
74. Load Limiting Resistor Shunting Circuit Breaker or Contactor. (Same as No. 73, but operated in sequence with it.)
75. Load Limiting Resistor Shunting Circuit Breaker or Contactor. (Same as No. 73, but operated in sequence with it.)

76. D—c. Overcurrent Relay is one which functions on a d—c. overload above a given amount. It may also be provided with specified dropout value so as to reclose load limiting resistor shunting contactor; for example, when overload had disappeared.
77. D—c. Overcurrent Relay. (Same as No. 76, but operated in sequence with it.)
78. D—c. Overcurrent Relay. (Same as No. 76, but operated in sequence with it.)
79. A—c. Reclosing Relay, is a device which controls the reclosing of an a—c. circuit interrupter.
80. D—c. Undervoltage Relay is one which functions at a given value of d—c. undervoltage.
81. Reserved for future application.
82. D—c. Reclosing Relay is one which controls the reclosing of a d—c. circuit interrupter.
83. Selective Control Contactor or Relay is one which selects between certain sources or conditions in an equipment.
84. Generator Relay is one which indicates an operating value of generator voltage, insures positive building up of the generator, or indicates presence of generator field.
85. Commutation Control Relay is one which causes a motor operated rheostat on a booster synchronous converter equipment to function for commutation control.
86. Locking-Out Relay is one which locks out equipment on abnormal conditions.
87. Differential Current Relay is one which functions on differential current of a given amount.
88. Auxiliary Motor or Motor Generator is one used for operating equipment accessories such as pumps, blowers, etc.

When auxiliary motors are furnished on one equipment for several different accessories, they are designated as follows:

No. 88 B Auxiliary motor for blower.

No. 88 Q Auxiliary motor for oil pump.

No. 88 V Auxiliary motor for vacuum.

No. 88 W Auxiliary motor for water.

89. D—c. Line switch is one used as a disconnecting switch in a d—c. power circuit.
90. Voltage Regulator is a device which serves primarily to hold the voltage at a certain value or within certain limits.
91. D—c. Voltage Directional Relay functions when the d—c. voltage exceeds a certain amount in a given direction.
92. D—c. Voltage and Current Directional Relay is one used to give indication to close a circuit when the voltage exceeds a certain amount in a given direction, and to give indication to open this circuit when the current exceeds a certain amount in the reverse direction.
93. Field Changing Contactor or Relay is one which functions to change the amount of source of excitation on a machine.
94. Tripping or Trip-Free Contactor is one which functions as a tripping contactor to trip out the equipment. (As a trip-free contactor, it functions to prevent immediate reclosure of a circuit interrupter, in case it opens immediately upon overload, even though the original closing circuit is still held closed.)

- | | |
|-----|--|
| 95. | } Special for Individual Requisitions. |
| 96. | |
| 97. | |
| 98. | |
| 99. | |

Feeders

A similar series of numbers starting with 101 instead of 1 are used for the same function applying to feeder equipments.

Supervisory Control

A similar series of numbers starting with 201 instead of 1 are used for the same functions applying to supervisory control equipments.

Hand Reset

The term "Hand Reset" is added whenever it applies.

Auxiliary Switches

Auxiliary Switches, either for contactors, circuit breakers, safety enclosed trucks, safety enclosed truck housing, etc., are designated as follows:

- a. Closed when device is in energized or operated position.
- b. Closed when device is in de-energized or non-operated position.
- aa. Closed when operating mechanism of main device is in energized or operated position.
- bb. Closed when operating mechanism of main device is in de-energized or non-operated position.
- e. }
- f. } Special auxiliary switches.
- h. } Other than a, b, aa, or bb.
- k. }

Truck "a" (or "b") is an auxiliary contact on safety enclosed truck which is closed (or open) when truck is in "racked in" or operating position.

Housing "a" (or "b") is an auxiliary contact on safety enclosed truck housing which is closed (or open) when truck is in "racked in" or operating position.

If several auxiliary switches are present on same device they should be designated numerically 1, 2, 3, etc. when necessary.

Letters

A = Air	S = Solenoid
B = Blower	T = Trailing or Trip
C = Cold or Close or Compensator	V = Vacuum
H = High, Hot, or Holding	W = Water
L = Lower, Low or Leading	X = Auxiliary Device
M = Motor	Y = Auxiliary Device
Q = Oil	Z = Auxiliary Device
R = Raise	

In order to prevent any possible conflict, discrepancy, or confusion, one letter has only one meaning on an individual equipment. Furthermore, its meaning is clearly designated in the device list of the drawing, and all other words beginning with the same letter are written out in full each time they are used.

Zusammenfassung

Die Abhandlung enthält eine Übersicht über die gegenwärtige Praxis im automatischen Schalten und in selektiver Fernsteuerung. Eine Tabelle sämtlicher Anwendungen von automatischen Schaltern für die Erzeugung und Verteilung elektrischer Energie ist beigelegt.

Die geltenden Regeln für Schutzvorrichtungen in automatischen Anlagen sind ebenfalls angegeben.

Ferner ist eine eingehende Beschreibung der zur Zeit im allgemeinen Gebrauch befindlichen Schaltapparate enthalten. Diese teilt sich in die folgenden drei Hauptgebiete:

- a. Bahnbetrieb,
- b. Zentralen,
- c. Industrielle Anlagen.

In jedem dieser drei Hauptabschnitte sind die verschiedenen Arten von automatischen Schaltapparaten, nach Maschinentypen oder Betriebsarten geordnet, angeführt.

Ein Überblick über die derzeitigen Arten von Überwachungs- und Fernmessungssystemen ist gegeben, sowie eine kurze Zusammenstellung von Leistungs- und Wirtschaftlichkeitsdaten.

Die in den Vereinigten Staaten sehr ausgedehnte Anwendung automatischen Schaltens ist durch eine vollständige Normalisierung der Apparate und deren Arbeitsweise, mit Hilfe der National Electrical Manufacturers' Association und des American Institute of Electrical Engineers, sehr gefördert worden. In der Überzeugung, daß der große Erfolg der automatischen Schaltapparate in den Vereinigten Staaten zum mindesten teilweise dieser Normalisierung zu verdanken ist, haben die Verfasser in einem Anhang die Bezeichnungsnummern der Apparatfunktionen mit Definitionen beigelegt. Dieselben sind in allgemeinem Gebrauch bei den Hauptherstellern automatischer Schaltapparate, so daß das Bedienungspersonal der Käufer solcher Anlagen sich nicht an mehr als eine größere Anzahl von Bezeichnungsnummern zu gewöhnen hat.

Schweden

Die Bedeutung der Automatisierung von Wasserkraftwerken für die schwedische elektrische Energieerzeugung

Schwedisches Nationalkomitee

C. Kiessling

Bedeutung der Automatisierung in ökonomischer Hinsicht

A. Verteilung der Wasserkräfte Schwedens nach Größenordnung der Kraftwerke

Schwedens Wasserkräfte bestehen zu einem bedeutenden Teile aus kleineren und mittelgroßen Gefällstufen, deren Ausbau sich nur dann ökonomisch gut rentiert, wenn die Betriebskosten niedrig gehalten werden können. Nach Tabelle 1, die mit den Mitteilungen Nr. 22 des königlichen Elektrifizierungskomitees als Quelle ausgearbeitet worden ist, verteilt sich die Größe der Kraftanlagen folgendermaßen.

Tabelle 1.

Stationengröße in PS	Anzahl	PS	% der totalen ausgebauten Wasserkraft in PS
50—100.....	250	16000	1,5
100—500.....	406	86500	8,5
500—5000.....	193	283500	28,0
5000—10000	14	121500	12,0
>10000	13	512800	50,0
	876	1020300	100,0%

Aus den Mitteilungen Nr. 8 des obenerwähnten Komitees und der Arbeit von Herrn *Sven*, Lübeck: Schwedens Wasserkraftzugänge und Wasserkraftproduktion, welche im Auftrage des Sozialisierungskomitees des Landes ausgearbeitet sind, ist ersichtlich, daß die totale Summe ausbaufähiger Wasserkräfte sich auf rd. 4,5 Mill. PS oder eine Jahresproduktion von rd. 42 625 Mill. kWh beläuft.

Eine Überschlagsrechnung zeigt, daß der Prozentsatz für die noch auszubauenden Wasserkräfte mit Hinsicht auf die kleineren Gefällstufen steigt.

Es ist darum als eine dringende Forderung anzusehen, daß Mittel und Wege gefunden werden, um die Krafterzeugung zu verbilligen.

Ein solches Mittel ist die Automatisierung und Fernsteuerung der Kraftanlagen (Automatisierung ist hier in der Bedeutung Ausrüstung mit Anordnung für bedienungslosen Betrieb zu verstehen).

B. Vorteile der Automatisierung durch Verringerung des Betriebspersonals

Die Vorteile der Automatisierung liegen in erster Hand in dem Wegfall von einer oder mehreren Personen des Bedienungspersonals. Es ist auf folgende Ersparnisse zu rechnen.

Bei Stationen von 50 bis 100 PS hat man im allgemeinen 1 bis 2 Mann Bedienung (3 Mann nur vereinzelt). Das Personal hat bei diesen kleineren Anlagen sehr oft Beschäftigung in angegliederten Betrieben wie Mühlen, Sägewerken u. dgl. Eine Automatisierung macht darum nur wenig Personal frei, hebt aber natürlich den Ausnutzungsgrad der Leute für andere Arbeitszwecke.

Die Anlagen von 100 bis 500 PS sind im Lande oft an Fabriken angegliedert und machen einen großen Teil von deren Kraftquelle aus, oft die alleinige. Hier sind dann 2 bis 4 Mann je nach dem Betrieb der Fabrikation beschäftigt, und auf Grund von sozialpolitischen Bedingungen können sie nicht für andere Arbeit mit verwendet werden, da sie sog. Wachtdienst verrichten. Eine Automatisierung würde hier einen großen Teil frei machen. Schätzungsweise kann man mit rd. 2 Mann pro Betrieb rechnen, in manchen Fällen mehr, da es in diesen Betrieben oft anderweitige Arbeitskräfte gibt, die den Überwachungsdienst übernehmen können.

Anlagen von 500 bis 5000 PS sind auch mit Vorteil automatisierungsfähig, und hier gilt das gleiche wie für 100- bis 500-PS-Einheiten. 2 bis 3 Mann können oft erspart werden.

Für größere Kraftanlagen von 5000 PS und darüber kann eine Automatisierung oft mit Vorteil durchgeführt werden, doch spielen die Ausgaben für Löhne nicht dieselbe Rolle wie für kleinere Stationen.

Der Lohn eines Angestellten ist etwas verschieden für verschiedene Anlagen, kann aber in kleinen Anlagen auf 2200, in mittleren auf 2400 bis 3000 Kr geschätzt werden, wenn Vergütung für Wohnungen eingerechnet wird.

Stationen der Größe	50 bis 100	ca. 150	Mann	Ersparnis
„ „ „	100 „ 500	„ 700	„ „	„
„ „ „	500 „ 5000	„ 500	„ „	„
„ „ „	5000 „ 10000	„ 20	„ „	„
				1370

Die jährliche Ersparnis für das ganze Land ist darum ca. 4 000 000 Kr. Mit der stark zunehmenden Industrialisierung des Landes und den steigenden Löhnen ist die Automatisierung nur als ein Vorteil in sowohl ökonomischer als sozialer Hinsicht anzusehen, da dadurch eine hochstehende Arbeiterschicht frei wird für anderweitige Beschäftigung.

Da eifrige Nachfrage nach elektrischer Kraft herrscht, und die Anzahl der Neubauten in starker Zunahme ist, so werden die meisten dieser Anlagen wohl von vornherein für automatischen Betrieb ausgeführt werden resp. mit der Absicht einer späteren Automatisierung geplant werden.

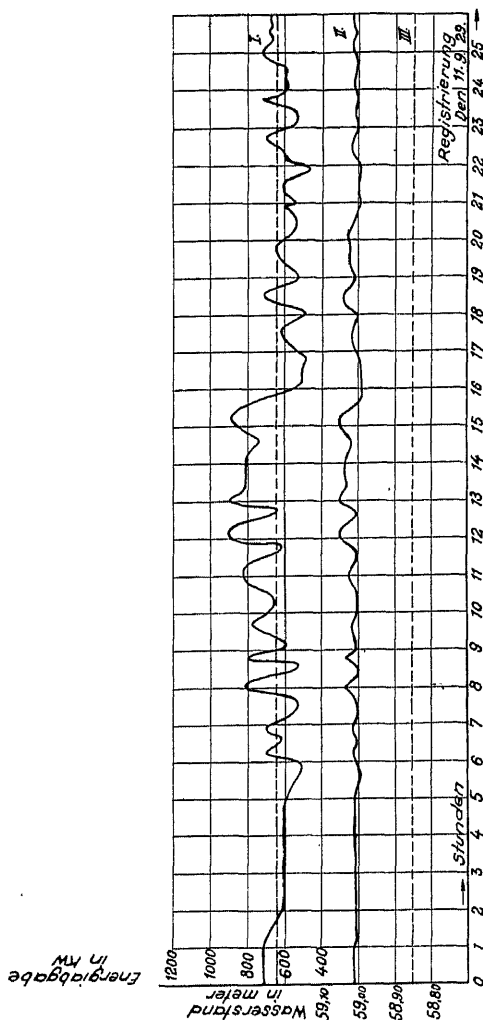


Abb. 1. Energieabgabe der automatischen Station Surahammar bei automatischer Wasserstandsregulierung.

Turbinegröße 1400 PS, Fallhöhe 4,3 m, Wassermenge max. 30 m³/s, Magazin 6300 m³.

Kurve I. Mittlere Wassermenge des registrierten Tages = 19 m³. Mittlere Energieabgabe = 640 kWh.

Kurve II. Wasserstandsänderung des Magazins.

Kurve III. Theoretische Höhe bei Handregulierung, um Überfließen zu vermeiden.

Mittlere Jahreserzeugung = 550 kWh.

Bessere Ausnutzung durch Automatisierung = $\left[\left(\frac{4,3}{4,15} \right) \frac{3}{2} - 1 \right] \times 550 \times 360 = 200000 \text{ kWh.}$

C. Vorteile durch besseres Ausnutzen der Wasserkräfte und Energiequellen

An zweiter Stelle kommt eine Reihe anderer Vorteile der Automatisierung, die sich nicht so leicht ziffernmäßig festlegen lassen. Solche Vorteile sind:

1. bessere Ausnutzung des vorhandenen Wassers,
2. automatischer Ausgleich der Spitzenbelastung eines Betriebes,

3. Ermöglichen eines rationellen Zusammenarbeitens von größeren Systemen mit kleineren Stationen.

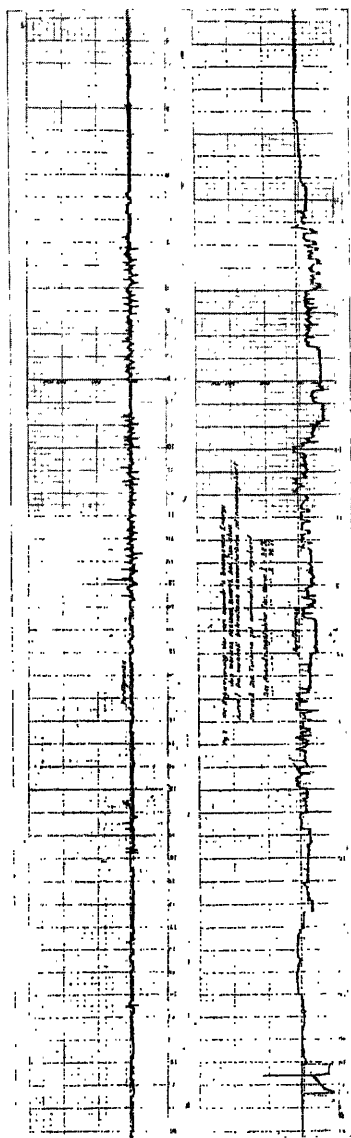


Abb. 2. kW-Registrierung der von auswärts bezogenen Energie des Werkes Alsters Kvarn bei automatischer Ausgleichregulierung.

Je ein Beispiel dieser Automatisierungen werden im folgenden angeführt, um einen Einblick zu geben.

1. Die automatische Kraftstation von Surahammar hat ein kleines Bassin, dessen Wasserspiegel konstant gehalten werden soll, da ein

Schiffahrtskanal parallel läuft und die Schifffahrt nicht gestört werden darf.

Abb. 1 zeigt in *I* eine typische Kurve des registrierenden kW-Messers. Kurve *II* zeigt den Niveauzustand bei automatischer Regulierung. Nach früheren Erfahrungen muß der Wasserstand 150 mm tiefer gehalten werden, damit bei bewachtem Betrieb nicht zu riskieren ist, daß das Wasser zu hoch steigt. *Da die mittlere Belastung 550 kW ist, so ist die jährlich gewonnene Energie bei automatischer Regulierung rd. 260 000 kWh, was bei einer jährlichen Produktion von 4 700 000 kWh rd. 5,5% ausmacht.*

Ein anderer Vorteil der automatischen Regulierung ist im Winter die Vermeidung von lästiger Eisbildung. So ist die Station im Winter 1928/1929 ohne Eisstörungen gelaufen, da die Niveauschwankung nur

Tabelle 2.

Station	Mittleres Gefälle in m	Generator- Größe in kVA	Energieproduktion			Stations- type nach Abschnitt II A
			Mittlere kW-Zahl für Jahr	Produk- tionstage	Σ kWh	
Surahammars Kraftstation Kolbäcksån	4,3	1st. 1000	550	360	4 750 000	A 4 und A 1
Sörkvarn Kolbäcksån (im Ausbau)	18,0	1st. 4500 1st. 2000	2300	360	18 600 000	A 4 und A 2
Noreborg Byälven	5,5	1st. 225 1st. 300	490	300	3 900 000	A 2 und A 3
Skarped Rottenaälven	8	1st. 1250	450	300	3 250 000	A 3
Hillringsberg Glavsälven	8	1st. 540	ca. 320	300	2 300 000	A 4
Uddnäs Kolbäcksån	3,7	1st. 760	400	300	2 900 000	A 4
Skattungsbyfors Oreälven	7,0	1st. 1000	330	365	3 000 000	A 1 und A 3
Korsbyn Ämåsån	12	1st. 650	300	300	2 100 000	A 3
Skogstorp Eskilstumaån	5,2	1st. 2000	570	300	4 100 000	A 1 und A 4

100 mm während des ganzen Winters war, und die Eisdecke ruhig liegen blieb, ohne zerrissen zu werden.

2. Die Mühlen- und Ziegelei-A.-G. Alsters Kvarn in Wärmland hat eine eigene Wasserkraftstation mit guten Magazinierungsmöglichkeiten. Die Turbine liefert 150 PS. Die Firma kauft außerdem noch Energie von einem größeren Kraftwerk. Da die Energie nach 15 min-Tarif gekauft wird und sich die Taxe nach der Spitzenbelastung richtet, ist eine Begrenzung dieser Spitzen und eine gleichmäßige Stromentnahme wünschenswert.

Abb. 2 zeigt die vom Kraftwerk bezogene Energie bei Handregelung und automatischer Regelung. Der Vorteil der automatischen Regelung ist unverkennbar. Bei gleichem Spitzeneffekt ist die Energieausnahme ohne automatische Regelung 82 % im Mittel und mit automatischer

Tabelle 2.

Arbeitsweise	Art der Automatisierung	Totale Mehrkosten für Automatisierung (Turbine und elektrische Ausrüstung)	Ersparnis an	
			Personal	Kronen jährlich
Parallel mit großem Netz, bei Fehler allein auf eigenes Netz	Vollautomatisch, aut. Wasserstandregulierung, Fernüberwachung	20 000 Kr + Manöverkabel 0,6 km = 1200 Kr	3 st. à 2400	7200
Parallel mit großem Netz, zeitweise Hauptstation für eigenes Netz	Vollautomatisch aut. Wasserstandregulierung, Fernüberwachung	35 000 Kr + Manöverleitung 9 km = 13 000 Kr	4 st. à 2500	10 000
Parallel mit kleiner Station, später mit gleich großer Station	Bedienungslos	13 000 Kr	2 st. à 2300	4600
Parallel mit gleich großer Station	Bedienungslos, ferngesteuert	8500 Kr + Manöverleitung 0,7 km = 1100 Kr	2,5 st. à 2300	5700
Parallel mit großem Netz	Bedienungslos, aut. Wasserstandregulierung	7800 Kr	3 st. à 2200	6600
Parallel mit großem Netz Aut. Wasserstandregulierung,	Bedienungslos, Fernüberwachung des Stromes	6400 Kr + Manöverkabel 1,2 km = 1800 Kr	3 st. à 2200	6600
Eigenes Netz, später Parallelbetrieb	Bedienungslos	6800 Kr	2 st. à 2300	4600
Parallelbetrieb mit anderen, gleich großen Stationen	Bedienungslos, ferngesteuert	6800 Kr + Manöverleitung 3 km = 2000 Kr	2 st. à 2400	4800
Parallel mit großem Netz, zeitweise allein	Bedienungslos	8200 Kr	3 st. à 2400	7200

Regelung 98 %. Die Vorteile des Werkes waren allein für Wegfall an Überkraftabgaben so groß, daß die Automatisierung sich binnen kurzem bezahlte.

Diese Art der Regulierung läßt sich mit Vorteil auch als reine Spitzenbegrenzung bauen, indem das eigene Werk nur Gebrauch von seinem Reservoir macht, wenn die Belastung der gekauften Energie einen gewissen Maximalwert übersteigt.

3. Die Fernsteuerung und Überwachung aller Kraftstationen eines Netzes kann erfolgreich durchgeführt werden und bringt große Vorteile mit sich. Ein solches Netz, das sich unter sukzessiver Automatisierung befindet, ist das von Surahammar an der Kolbäcksån. Das Netz umfaßt 4 Stationen an obenerwähntem Strom mit folgenden Maschinengrößen:

Station I	1400 PS
„ II	600 „
„ III	4500 „
„ IV	2250 „

Außerdem werden noch 2000 kW von den staatlichen Werken bezogen.

Das bei normalem Ausbau notwendige Personal ist 16 Mann und 1 Mann in Reserve im Zentralpunkt. Nach vollständiger Fernsteuerung werden 4 Mann erfordert (ein Mann pro Station) und 2 Mann im Zentralpunkt.

Kosten der Automatisierung sind:

Ausrüstung für 4 Stück Stationen und Schaltpult im Zentralpunkt	77000 Kr
Manöverleitungen, 19000 m, bestehend aus 7adrigem Kabel auf eigenen Masten	32000 „
	<hr/> 109000 Kr

Ersparnisse werden gemacht:

- | | |
|---|----------|
| a. Ersparnisse an Lohn | 24000 Kr |
| b. Bessere Ausnutzung des Wassers (rd. 4 % von der jährlichen Produktion von 29000000 kWh = 1180000 kWh | 11800 „ |
| c. Wegfall der lästigen Spitzenbelastung und daraus folgenden Mehrkosten des von außen bezogenen Stromes. | |
| d. Bessere Regulierung des wattlosen Stromes. | |
| e. Durch Fernsteuerung und Zentralisierung ein rascheres Wiederherstellen des Betriebes nach Betriebsstörungen. | |

Die unter c, d und e angeführten Vorteile lassen sich schwerlich ziffernmäßig berechnen, sind aber von großer Bedeutung.

D. Einige Beispiele ausgeführter und im Bau begriffener automatischer Stationen

Tabelle 2 gibt eine Übersicht von einigen im Abschnitte 1927 bis 1929 ausgeführten Stationen, von denen genauere Angaben erreichbar waren. Sie kann also nicht Anspruch auf Vollständigkeit erheben, sondern soll nur die Tendenz der Automatisierung zeigen.

Die technischen Hilfsmittel zur Verwirklichung des bedienungslosen Betriebes von Wasserkraftanlagen

A. Allgemeine Gesichtspunkte über bedienungslosen Betrieb von Kraftstationen

1. Der Betrieb einer Wasserkraftanlage besteht teils aus der Regelung der Wasserführung, Reinigen der Kanäle und Gitter von Unrat und Eis und teils aus der eigentlichen Wartung des maschinellen und elektrischen Betriebes. Die Arbeiten mit der Wasserführung sind im allgemeinen wenig belastend, können leicht zu geeigneten Zeiten ausgeführt werden und lassen sich mit Ausnahme von evtl. Schützensteuerungen u. dgl. nicht automatisieren.

Die Wärterarbeit des maschinellen Teiles kann durch Automatisierung wesentlich verringert werden. Die persönliche Überwachung wird zu einer täglichen oder oft noch selteneren Kontrolle beschränkt und kann auf Zeitpunkte verlegt werden, wo sie am bequemsten auszuführen ist. Wie weit die Automatisierung durchzuführen ist, ist eine rein ökonomische Frage. In der Hauptsache sind zwei Grade denkbar: *die eine Form*, der halbautomatische Betrieb ist anwendbar, wenn die Station regelmäßig läuft, und kann bei ihr das Anlassen auf normale Weise vor sich gehen; *die andere Form*, der vollautomatische Betrieb, bedingt ein öfteres Anlassen und ist darum mit einem selbsttätigen Anlasser versehen.

2. Die automatischen Stationen können vollständig die vom Personal bedienten ersetzen und deren Funktionen im Netz übernehmen. Die Ausrüstung muß nach diesen Betriebsaufgaben der Station ausgeführt sein und ist darum zu unterscheiden zwischen den Typen:

A 1. Die Station arbeitet allein auf ihrem Netz.

A 2. Die Station ist von ausschlaggebender Größe im Netz und beherrscht dieses.

A 3. Die Station arbeitet mit anderen Stationen von gleicher Größe auf einem Netz.

A 4. Die Station ist klein im Verhältnis zu der Netzleistung.

A 5. Die Station hat besondere Gebiete der Kraftversorgung zu bedienen, z. B. die Spitzenbelastung zu übernehmen, Grundbelastung zu tragen, eine durchfließende Wassermenge auszunutzen usw.

3. Die Stationen der Type A1 lassen sich ohne Schwierigkeit automatisieren. Bei einem Generator ist dieser mit Spannungsregler ausgerüstet in normaler Weise und die Anlage für bedienungslosen Gang ausgeführt. Die Station kann von dem Wärter angelassen und abgestellt werden, da dies nur höchstens einmal wöchentlich zu geschehen hat. Bei mehreren Maschinensätzen sind die Turbinen und Spannungsregler für Parallelbetrieb einzuregeln. Der Betrieb kann mit automatischem Anlasser versehen werden, der selbständig einen oder mehrere Sätze in Gang setzt oder abschaltet, je nach Bedarf des Netzes.

4. Stationen der Type A 2 lassen sich in genau derselben Weise ausführen wie Type A 1, da die anderen Stationen im Netz nur eine untergeordnete Rolle spielen.

5. Stationen der Type A 3 können nicht gut automatisch laufen ohne eine komplizierte, automatische Regleranordnung. Hier ist es angebracht, einen Zentralpunkt zu schaffen, der für richtige Verteilung der Belastung und des Stromes sorgt. Von diesem Punkt aus sind dann die Stationen fernzusteuern.

6. Stationen der Type A 4 lassen sich leicht automatisieren. Ihre Energielieferung und Spannungsreglung sind für das ganze Netz von keiner absehbaren Bedeutung. Ihre Regler (mechanische wie elektrische) können von einfachster Art sein und oft ganz entbehrt werden. Ein Stromregler für die kVA Belastung, die normal auf volle Abgabe eingestellt ist, wird als Schutz gegen Überbelastung eingebaut. Unter bestimmten Bedingungen kann auch Fernsteuerung eingesetzt werden.

7. Stationen der Type A 5 lehnen sich an die Type A 4 an und lassen sich durch spezielle Relais, Instrumente und Regler auf den in Betracht kommenden Betrieb einjustieren.

Der automatische Betrieb darf nur so weit durchgeführt werden, wie er sich in ökonomischer Hinsicht lohnt oder in technischer Hinsicht durch seine Betriebssicherheit oder Geschmeidigkeit von Nutzen ist. Um zu ermöglichen, daß ein solches radikales Umlegen durchgeführt werden kann, wie der Übergang vom bewachten zum bedienungslosen Zustand ist, sind gewisse Anordnungen zu treffen, und werden sie in den folgenden Abschnitten eingehend beschrieben.

Das Bestreben geht hauptsächlich darauf hinaus, die automatische Ausrüstung so zwanglos wie möglich an die normalen Ausrüstungen anzugliedern. Obgleich dadurch die Ausrüstungen manchmal etwas teurer ausfallen, so machen sie den Übergang zum automatischen Betrieb leichter und schenken dem in dieser Neuerung unerfahrenen Betriebspersonal eine größere Beruhigung, da es jederzeit seinen altgewohnten Betrieb wieder vornehmen kann.

Die Erfahrung hat gezeigt, daß in den seltensten Fällen Schwierigkeiten durch die Automatisierung auftreten. Meistens sind die beim Übergang auftretenden Störungen auf Schwächen und Fehler in der normalen Anlage zurückzuführen, die bei bewachten Anlagen wenig störend auftreten, da das Personal im Laufe der Zeit diese „Eigenheiten“ erkannte und die Folgen abschwächte. Die Automatisierung hebt also den Sicherheitsgrad der Anlage.

B. Selbsttätige Kontrolle der Turbinen, Generatoren, Transformatoren und Schaltanlagen

1. Allgemeine Sicherheitsanordnung.
2. Automatische Manöverstromquelle.
3. Temperaturkontrolle.
4. Schmierungs- und Kühlwasserkontrolle.
5. Kontrolle des Turbinenreglers.
6. Kontrolle der elektrischen Größen.
7. Beschreibung einer Kontrollanlage.

1. Soll die Maschinerie gut laufen ohne ständige Kontrolle, müssen vor allem die Lager so gebaut sein, daß die Schmierung anstandslos

arbeitet. Es ist hier vor allem Rücksicht auf den Einfluß der wechselnden Temperatur auf das Öl zu nehmen. Reichliche Ölkanaäle sind Grundbedingung.

Von ebensolcher Bedeutung ist ein guter Turbinenregler, der gut eingefahren und justiert sein muß.

In elektrischer Hinsicht kann ein bedienungsloses Laufen nur dann gestattet werden, wenn die Dimensionierung der Leitungen, Schalter usw. reichlich ist, d. h. keine Überanstrengung des Materials vorhanden ist. Auch muß der normale Überstromschutz, der Erdschlußschutz und die Abschaltungsfähigkeit der Schalter in tadellosem Zustand sein, so daß alle von dem Netz herrührenden Störungen anstandslos bewältigt werden können.

Sind obenstehende Forderungen erfüllt, so ist die Hauptbedingung des bedienungslosen Betriebes gegeben. Die anderweit auftretenden Störungen sind solcher Art, daß sie nicht mit einem Male auftreten können, sondern als ein langsames Verschlechtern einsetzen und bei guter Kontrolle leicht sichtbar sind.

Um die Kontrolle zu erleichtern und als Sicherheit bei schlechter Überwachung zu dienen, werden die in folgendem beschriebenen Vorkehrungen getroffen.

2. In der Wahl der Bedienungsspannung für die automatische Ausrüstung ist dem Gleichstrom der Vortritt zu lassen aus folgenden Gründen.

a. Durch Einsetzen eines Akkumulators bleibt auch bei vollständiger Stromlosigkeit des Netzes das Manöversystem intakt.

b. Der Gleichstrom ist anpassungsfähiger und erlaubt eine mannigfaltigere Entwicklung des Systemes. Er kann ohne weiteres für Fernüberwachung über Fernsprecherleitungen verwendet werden.

Eine Standardisierung auf 48-V-Batterie mit 72 V Ladespannung ist deswegen zu empfehlen. Die Ladung geschieht automatisch durch einen Motorgenerator. Sobald Drehstrom vorhanden ist, läuft der Umformer automatisch an. Die Erfahrung hat gezeigt, daß richtig gewählte Umformer einen höheren Grad von Betriebssicherheit besitzen als Gleichrichter.

3. Eine Form der Temperaturkontrolle, die großes Anpassungsvermögen an allen Arten der Automatisierung besitzt, ist die folgende von Allmänna Svenska Elektriska, Västerås, ausgeführte Anordnung. Sie ist für Lager, Wickelung, Luft in Kühlkanälen, Öl in Transformatoren usw. anwendbar.

Der Fühler besteht aus einem Platinawiderstand von $25\ \Omega$ bei 0°C . Mit jedem Grad steigt sein Widerstand um rd. $1\ \Omega$. Die Formgebung des Fühlers richtet sich nach seinem Verwendungszweck. Abb. 3 zeigt eine für Lager vorgesehene Ausführung.

Das Auslösungsorgan besteht aus einem Relais mit zwei Wickelungen, wovon die eine (S_2 in Abb. 4) durch obengenannten Platinawiderstand und die andere (S_1) durch einen temperaturunempfindlichen Widerstand geschuntet ist. Bei 0°C ist der Strom durch beide Wickelungen gleich groß, aber entgegengesetzt gerichtet. Der Anker des Relais „klebt“

an dem Kern durch den remanenten Magnetismus des magnetischen Kreises. Diese Remanenz wird dadurch erzielt, daß der Druckknopf 4 eingedrückt wird, und die Wicklung S_2 abgeschaltet. Die Spule S_1 zieht dann den Anker an. Mit wachsender Temperatur steigt der Wider-

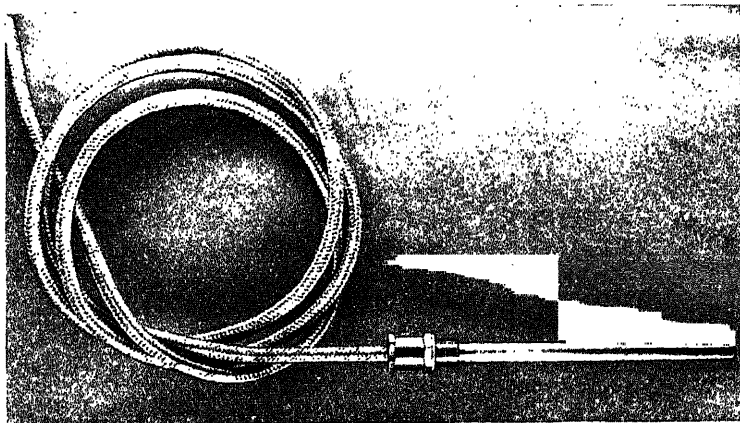


Abb. 3. Thermometerwiderstand für Lager.

stand des Platinawiderstandes und läßt die Spule S_2 immer mehr die Überhand gewinnen. Bei einer gewissen Temperatur hebt der Strom durch S_2 die Remanenz auf, und der Anker wird von einer Feder ab-

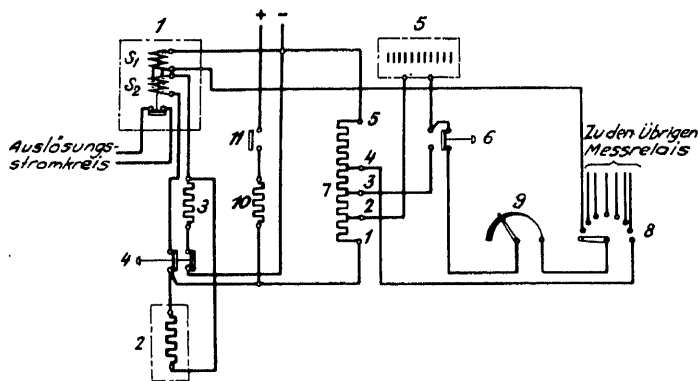


Abb. 4. Prinzipschema einer Temperaturkontrollanlage.

1 Auslösungsrelais. 2 Thermometerwiderstand. 3 Balancewiderstand. 4 Druckknopf zum Wiedereinrücken. 5 Meßinstrument. 6 Umschalter. 7 Potentiometerwiderstand. 8 Umschalter. 9 Justierungswiderstand. 10 Vorschaltwiderstand. 11 Einschaltkontakt.

gerissen. Ein Kontakt schließt sich resp. wird unterbrochen mit großer Kraft, und der Auslösungsvorgang wird eingeleitet.

Die Wiederherstellung des Ausgangszustandes findet durch Eindrücken des oben erwähnten Druckknopfes (4) statt.

Mit Hilfe eines empfindlichen Voltmeters (5) und eines Widerstandes (7) kann die Temperatur des Fühlers gemessen werden. Der Widerstand (7) liegt parallel zu den Wickelungen $S_1 + S_2$. Das Voltmeter ist mit dem einen Pol an den Verbindungspunkt zwischen S_1 und S_2 angeschlossen, mit dem anderen an einen Punkt von 7, der so gewählt ist, daß die Spannungsdifferenz bei 0° C des Fühlers gleich 0 ist. Nr. 9 ist ein regulierbarer Widerstand, durch den das Voltmeter auf eine bestimmte Netzspannung geeicht werden kann. Ändert sich diese, muß aufs neue einjustiert werden.

Die Vorteile des Temperaturschutzes sind:

a. Unempfindlichkeit der Auslösungstemperatur von der Manöverspannung. 50 % Schwankung ändern die Auslösungstemperatur nur um 2° C.

b. Durch seinen geringen Raumbedarf kann der Fühler auf irgendwelchen Punkt untergebracht werden.

c. Der Relaiskontakt kann 0,5 A 48V Gleichstrom abschalten. Die Abschaltung erfolgt momentan.

d. Die Temperaturkontrolle kann zentralisiert werden.

e. Fernübertragung der Meßgröße über Manöverdrähte, Telephonleitungen, direkt oder über Wähler ist möglich. Die Genauigkeit ist noch für Entfernungen über 100 km genügend.

4. Die Kontrolle der Zirkulation von Öl und Wasser durch Rohrleitungen kann erfolgen durch einen Flügel, der von der Flüssigkeit gedreht wird. Ein Kontakt wird durch die Drehung betätigt und solcherart findet eine Auslösung statt, sobald die Strömung aufhört. Die Betätigung des Kontaktes ist momentan. Apparate dieser Art können betriebssicher und billig gebaut werden und haben geringe innere Verluste, so daß sie in genügend großer Anzahl eingebaut werden können, um eine sichere Kontrolle zu gewähren.

Die Kontrolle von Niveauhöhen wird mit Schwimmern und von diesen bedienten Kontakten mit Momentbewegung erreicht. Um bei Überwachung vom Ölniveau ein sicheres Arbeiten zu erzielen, ist es von Bedeutung, für reichliche Rohrdurchmesser für sowohl Zu- als Abfluß zu sorgen.

5. Ein einheitliches System für die Turbinenkontrolle hat sich durchgesetzt. Die Turbine wird durch Fliehkraftschalter gegen Durchgehen, Riemenkontakte gegen Riemenbruch des Regulatorriemens, Temperaturwiderstände gegen Warmlaufen im Lager und Schwimmer gegen zu tiefen Ölstand in den Lagern oder in den Regulatorbehältern geschützt. Oft kommt auch ein Druckschalter, der bei zu geringem Öldruck abschaltet, zur Anwendung. Diese Druckgrenze ist dann so gewählt, daß der Regulator mit Sicherheit noch schließen kann, wenn der Schalter in Tätigkeit tritt.

Das eigentliche Abschalten der Turbine geschieht durch die Abschaltung eines Solenoiden, das normal unter Spannung steht und ein Ventil geschlossen hält, aber beim Abschalten dieses Ventil öffnet und das Drucköl auf die Schließseite des Servomotors führt, und die Schließung der Leitschienen veranlaßt. Das Solenoid wird durch einen Schüt-

zen betätigt, der, sobald irgendeiner der Kontrollapparate in Tätigkeit tritt, die Stromzufuhr zu dem Solenoiden abstellt. Der Schütze wird sowohl bei elektrischen als auch mechanischen Fehlern betätigt und schaltet seinerseits die Anlage elektrisch und mechanisch ab.

6. Bei nur einer ausgehenden Linie und nur einem Ölschalter wirken die von außen kommenden Störungen auf den normalen Relaisschutz ein. Sobald der Ölschalter abschaltet, wird die ganze Anlage stillgesetzt.

Bei mehreren ausgehenden Linien ist jede durch Ölschalter geschützt und nur die fehlerhafte Linie abgeschaltet. Die anderen bleiben unter Spannung.

Ein mehrmaliges Wiedereinschalten kann auch angeordnet werden, ehe die Linie ganz ausgeschaltet wird.

In allen obengenannten Fällen wird ein Signal nach dem Wärter abgesandt.

Die von der Station selbst herrührenden Fehler wirken dagegen auf den Generatorölschalter ein. Dieser wird abgeschaltet und gleichzeitig die Turbine stillgesetzt.

Elektrisch ist der Generator durch Erdung über einen Widerstand und Einbau der Stromwandler auf der Nullpunktseite der Wicklung geschützt.

Bei andauernder Überspannung, wie sie z. B. auftritt, wenn der automatische Spannungsregler versagt, wird die Anlage durch ein Überspannungsrelais geschützt.

Gegen Ausbleiben der Erregerspannung ist ein Gleichstromspannungsrelais eingesetzt.

Diese letztgenannten Schutzeinrichtungen wirken auf den Generatorölschalter ein und setzen die Turbine still. Gleichzeitig wird der Erreger entmagnetisiert.

Die vorhandenen Transformatoren sind durch Schutzrelais gegen vollständige Zerstörung geschützt und wirkt dieser Schutz auf sowohl den Generatorschalter als den Transformatorschalter ein. Bei zu hoher Öltemperatur und Versagen des Kühlwassers tritt eine von den unter B 3 und B 4 beschriebenen Anordnungen in Tätigkeit.

Um auch im Falle des Versagens der Batteriespannung eine Auslösung der Ölschalter zu erreichen, versieht man diese mit einem Nullspannungsrelais, das von der Batterie gespeist wird. Alle Relais, Schutzschalter usw., die mit der Sicherheitseinrichtung zusammenhängen, unterbrechen den Stromkreis des Nullspannungsrelais.

Abb. 5 ermöglicht es, einen Überblick über die verschiedenen Kontrollorgane zu erhalten. In einer schematischen Darstellung zeigt sich die ganze Schutzeinrichtung. Jedes der Schutzorgane hat in dem Relaischrank 20 ein Relais, das den Hauptschützen 9 auslöst. Dieser Schütze schaltet dann den Generatorschalter 4 und das Abstellsolenoid 11 aus, wodurch der Generator vom Netze getrennt und die Turbine zum Anhalten gebracht wird.

Die Relais 20 1 bis 20 19 haben je einen Abschalt- und Signalkontakt. Die Abschaltkontakte können durch einen Stöpsel überbrückt werden und das Kontrollorgan solcher Art entweder auf Abschalten und Signal oder nur auf Signal geschaltet werden. Dies ist von Bedeutung beim

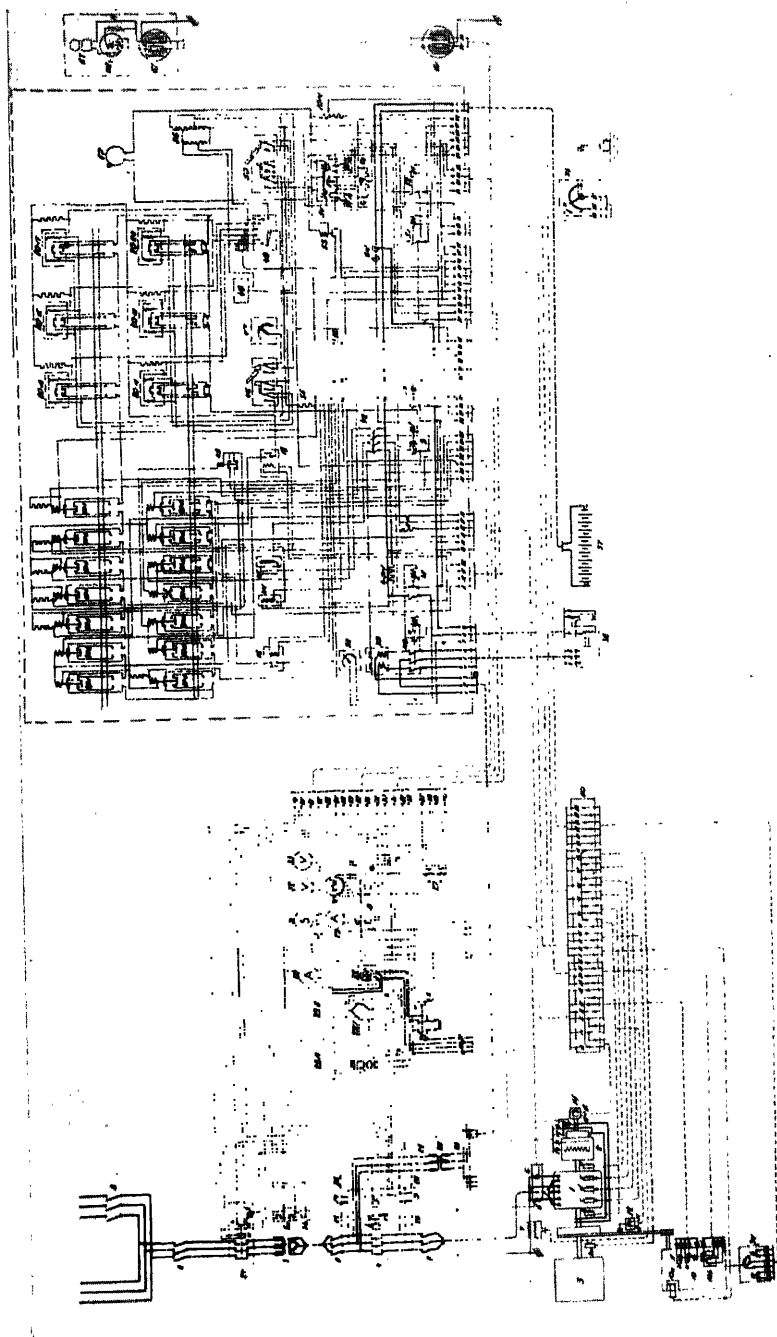


Abb. 5. Schaltungssema der Schutzleinrichtung einer bedienungslosen Wasserkraftstation.

Einregeln des Betriebes, der für gewisse Stationen verschieden geordnet werden kann.)

Gewisse Kontrollorgane wie die Kontrolle der Erregerspannung, der Überspannung am Generator, der Wasser- und Ölzirkulation sind mit Verzögerung versehen, da vorübergehende Pulsierungen eintreten können und das System unnötigerweise abschalten würden.

Durch oben beschriebene Ausführungen ist eine sichere Überwachung geschaffen, die ein bedienungsloses Laufen der ganzen Maschinerie erlaubt.

Anordnungen dieser Art sind in mehrjährigem Betrieb und haben die Anlagen anstandslos geschützt. Sie können darum als vollständig betriebssicher angesehen werden.

C. Selbsttätiges Anlassen und Einphasen von Wasserkraftanlagen

1. Das schon im vorhergehenden erwähnte Bestreben, die automatischen Anlagen so zwanglos als möglich an bestehende Systeme anzugliedern und die ganze Apparatanlage auf das einfachste zu begrenzen, ist auch hier maßgebend gewesen.

Ein automatisches Inbetriebsetzen verlangt:

- a. Anlaßapparate für Turbinen.
- b. Apparate für Einregulierung der Tourenzahl und Spannung.
- c. Apparate für das eigentliche Einphasen.

2. Die Anlaßapparate für die Turbinen wie sie von der Turbinenfabrik Verkstad, Kristinehamn, gebaut werden, sind in der Arbeit des *Herm. Cook, Boving & Co., Ltd.*, London, behandelt worden, worauf hier hingewiesen sei.

Einer besonderen Erwähnung sei noch der Ausführung der Turbinenfabrik Nydqvist & Holm in Trollhättan getan, die Anordnungen nach einem eigenen System in Arbeit haben. Diese Anlasser arbeiten mit nur einem elektromotorbetriebenen Handanlasser, der so langsam anläßt, daß die Luft aus dem Saugrohr während des Anlassens entfernt wird, und die Turbine also anläuft für eine Leitschienenöffnung, die kleiner als oder gleich der Leerlauföffnung der Turbine ist. Sobald die Reglerpumpe den Öldruck hergestellt hat, geht die Turbine auf selbsttätige Regulierung über und kann dann eingephaset werden.

Das Abstellen der Turbine erfolgt durch denselben Apparat wie er unter B 5 beschrieben ist.

In vielen Fällen ist noch eine besondere automatische Bremsanordnung wünschenswert, um das vollständige Stillsetzen der Turbine zu erreichen.

Dies ist besonders da notwendig, wo große Turbinen automatisiert werden, oder wo starker Verschleiß an den Leitschienen auftritt und Wasser durchleckt.

Es ist hier zu betonen, daß die Wasserkraftanlagen des Landes überwiegend mit geringen Gefällen und großen Wassermengen arbeiten, so daß selten besondere Sperrventile eingebaut werden brauchen.

Auch in diesem Falle ist auf die Arbeit von *Herm. Cook* zu verweisen, die das von Verkstad Kristinehamn und Asea ausgearbeitete System einer Ölbremse zeigt.

3. Bei Netzen mit wechselnder Spannung und Periodenzahl, wie dies in kleineren und mittleren Netzen oft vorkommt, muß eine automatische Einregulierung auf die Werte des Netzes vorgenommen werden, ehe die Einschaltung erfolgt.

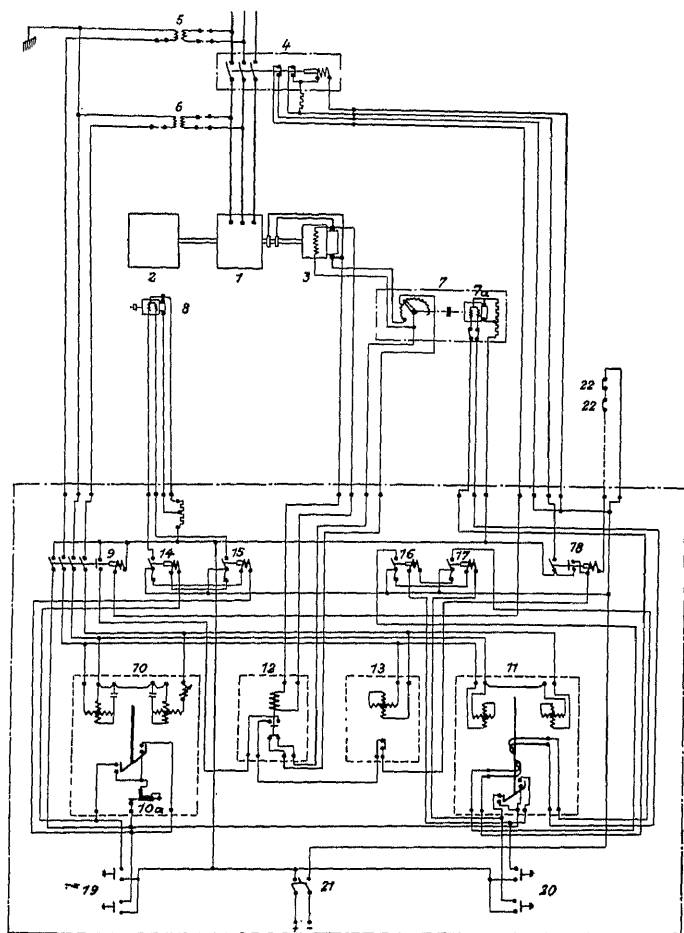


Abb. 6. Schaltungsschema einer Phasungsanordnung nach der Schnellschaltmethode.

1 Generator. 2 Turbine. 3 Erreger. 4 Ölschnellschalter. 5, 6 Spannungswandler. 7 Magnetregler. 7a Motorantrieb. 8 Drehzahlregler der Turbine. 9 Hilfsschütze für automatische Phasen. 10 Frequenzrelais. 11 Spannungsbalancerelais. 12 Spannungsrelais. 13 Phasenrelais. 14, 15, 16, 17 Hilfsschützen für Spannungsregelung. 18, 19 Hilfsschützen für Einschalten von 1, 2, 3 für normale Tourenre. 20 Manöverschalter für normale Spannungsregelung. 21 Manöverschalter für Anlassen. 22 Abschaltkontakte in Überstromrelais.

Folgende einfache, selbsttätige Schaltung ist ausgeführt und hat sich praktisch bewährt. Abb. 6 zeigt das Schaltbild der Anlage.

Der Turbinenregler hat normale Drehzahlregelung durch Motor und der Feldregulierungswiderstand des Generators Motorantrieb.

Um die Generatorspannung bei Maschinen dieser Art, die direkt aufgebauten Erreger mit nur Shuntregulierung des Erregers haben, schnell und bequem zu erregen, ist ein Relais 12 eingesetzt. Dieses

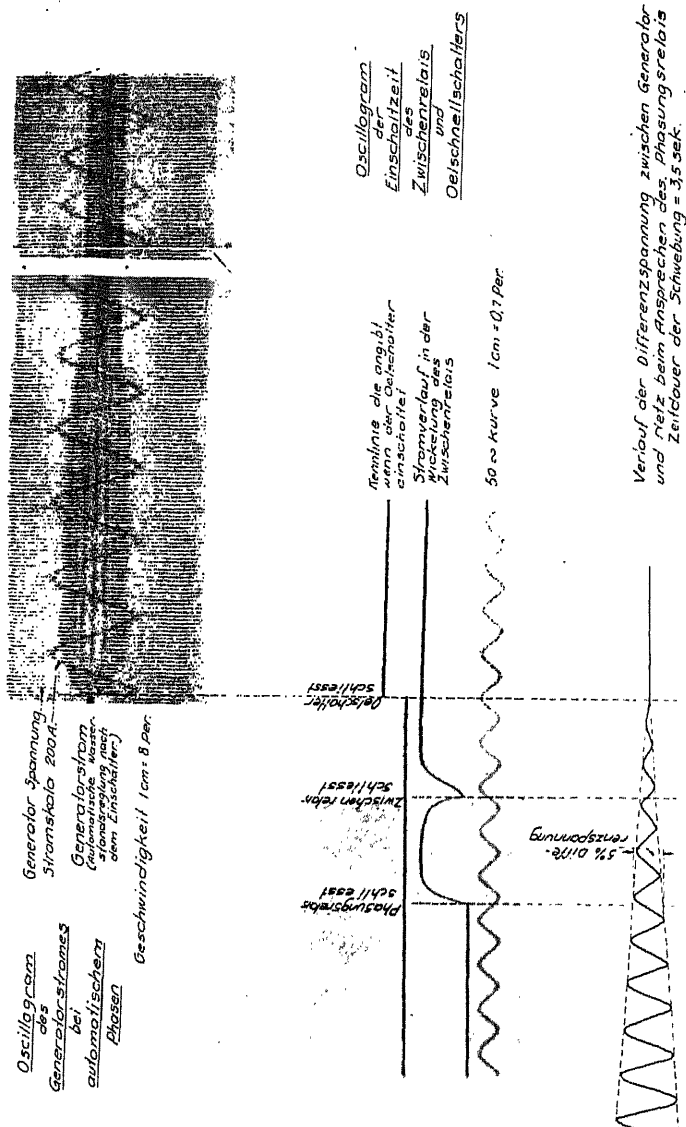


Abb. 7. Oszillographische Aufnahmen einer Phasung der in Abb. 6 gezeigten Schnellschaltmethode.

Relais schließt einen so großen Teil des Feldwiderstandes kurz, daß die Maschine bei 80% ihrer Tourenzahl die Spannung erregt. Sobald dies erfolgt, zieht das Relais an und schaltet den Schützen 9 ein. Das automatische Einregeln beginnt.

Nr. 10 ist ein Balancerelais, dessen eine Seite von der Frequenz des Netzes, die andere von der des Generators beeinflusst ist. So lange die Netzfrequenz höher ist, regelt der Motor 8 die Tourenzahl aufwärts. Ist die Tourenzahl des Generators $+1,5\%$ höher, kehrt das Relais die Regelung um, bis die Tourenzahl auf $98,5\%$ gesunken ist usw. Um eine langsame Regelung zu erreichen, ist ein Verzögerungskontakt 10 a eingebaut.

Nr. 11 ist ein Balancerelais, dessen eine Seite von der Netzspannung, die andere von der Generatorspannung beeinflusst wird. Hier ist eine Verzögerung angeordnet, die die Arbeitsperioden des Reguliermotors 7 a verkürzt, je näher die beiden Spannungen einander liegen. Dies wird

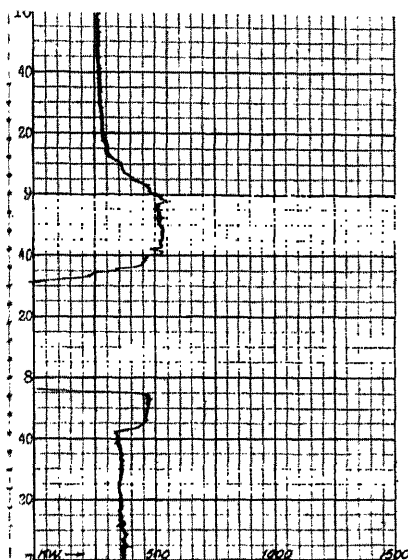


Abb. 8. kW-Registrierung des automatischen Anlassens mit Phasung und Effekt-einreglung der Station Surahammar.

Automatisches Einschalten auf eigenes Netz im Parallelbetrieb mit dem Netz der Kungliga Wattenfallsstyrelsen $> 100\,000$ PS parallel. Die Pendlung max. 100 PS.

durch die Federkraft einer bimetalischen Feder bewirkt, die von dem Motorstrom durchflossen wird. Je größer die Spannungsdifferenz ist, desto länger muß der Motor arbeiten, um die Feder so viel zu erwärmen, bis sie die Stellkraft balancieren kann. Der Generator kommt darum sehr gleichmäßig auf die Netzspannung hinauf.

4. Den Impuls zur Einphasung gibt das Relais 13, das bei einer Mindestspannung anspricht. Der Schalter 4 führt die Einschaltung aus.

Die Eigenart der Methode liegt im folgenden. Der Ölschalter 4 ist von ähnlichem Aufbau wie ein Schütze. Er arbeitet mit großer Schließgeschwindigkeit, $\frac{1}{50}$ bis $\frac{1}{20}$ s nach Erhalten des Impulses hat er den Stromkreis geschlossen. Der Impulsgeber, Relais 13, kann dann sehr einfach ausgeführt werden. Es ist ein normales Spannungsrelais, das

auf Spannungsdifferenz zwischen dem Netz und Generator geschaltet ist. Es fällt, wenn die Spannungsdifferenz 9% der maximalen untersteigt und zieht an, wenn sie auf 11% gestiegen ist. Durch Einbau von Schwungmoment in dem Anker ist das Relais gleichzeitig als Indikator für die Periodendifferenz ausgebildet. Ist die Synchronisierung ohne störende Pendlungserscheinung im Netze möglich, so gerät es in Schwingungen, deren Größe der Differenzspannung umgekehrt proportional ist. Bei ca. 5% dieser Spannung schließt es seinen Kontakt.

Abb. 7 ist eine oszillographische Wiedergabe des Synchronisierungsverlaufes. Das Oszillogramm *I* zeigt die Einschaltdauer des Zwischenrelais und den Einschaltaugenblick des Ölschalters. Das Oszillogramm *II* zeigt den Stromverlauf (in anderer Zeitskala) und das Einregeln durch einen langsamen Regulator. Die Zeiten sind sehr kurz, $\frac{1}{10}$ s nach Impuls ist die Einschaltung beendet. Der Verlauf der Differenzspannung ist in Kurve *III* eingezeichnet. In Punkt *A* (5% Differenzspannung) schließt Relais *13* seinen Kontakt und leitet die Phasung ein.

Abb. 8 stellt eine mit einem registrierenden Wattmeter aufgenommene Synchronisierungskurve dar. Die Station regelt selbsttätig auf konstanten Wasserstand ein und verarbeitet das vorbeifließende Wasser des Kolbäcksan.

Bei höheren Forderungen an die Abschaltfähigkeit des Generatorschalters ist es ratsam, einen besonderen Ölschalter einzusetzen, der im Falle eines Kurzschlusses die Abschaltung der Anlage übernimmt. Der Einbau eines Sicherheitsschalters ist im allgemeinen auch schon dann anzuraten, wenn öfteres Schalten mit dem Generatorschalter vorkommt, da ja jeder Ölschalter der einer öfteren Schaltung unterworfen ist, durch Verrußung des Öles und Verschmörung der Kontakte einen Teil seiner Abschaltfähigkeit verliert.

D. Effekt- und Spannungsregelung von automatischen Stationen

1. Verschiedene automatische Effektregler.
2. Spannungsregelung und reaktive Effektregelung.
3. Fernsteuerung und Fernüberwachung.

1. Die Weise, wie die Energieabgabe einer automatischen Station geregelt wird, ist, wie im Abschnitt 2A gezeigt, von der Stellung abhängig, die die Station im Netz einnimmt.

Für Stationen der Type A 1, A 2, A 3 ist ein normaler Turbinenregler vorgesehen, und wird dieser auf normale Weise eingestellt. Er arbeitet dann genügend zuverlässig und braucht nur eine evtl. kleinere Justierung, wenn das Überwachungspersonal in der Station seine regelmäßige Runde macht. Von Vorteil ist es, einen registrierenden kW-Messer einzubauen, der einen Überblick über die Energieabgabe zuläßt.

Soll die Station eine Spezialaufgabe erfüllen, sind gewisse Anordnungen zu treffen, die solche ermöglichen. Die meist vorkommenden Fälle sind Wasserstandsregulierung und Spitzendeckung.

Abb. 9 zeigt die Apparatausrüstung der im Abschnitt 1b behandelten Wasserstandsregelung. Die Apparate sind für normale Turbinenregler vorgesehen. Sie arbeiten nach dem Balanceprinzip, in dem die eine

Seite der Balance von dem Wasserstand, die andere von der Energieabgabe der Turbine beeinflusst wird.

Nr. 4 ist ein Balancerelais, dessen eine Spule von einem Strom proportional des Wasserstandes durchflossen wird. Nr. 6 ist der Widerstand für diese Einstellung.

Die andere Spule wird von einem Strom proportional der Leitschienenöffnung durchflossen. Da der Wasserstand nahezu konstant ist, ist also dieser Strom proportional der Energieabgabe der Turbine. Nr. 5 ist der Widerstand für diese Einstellung.

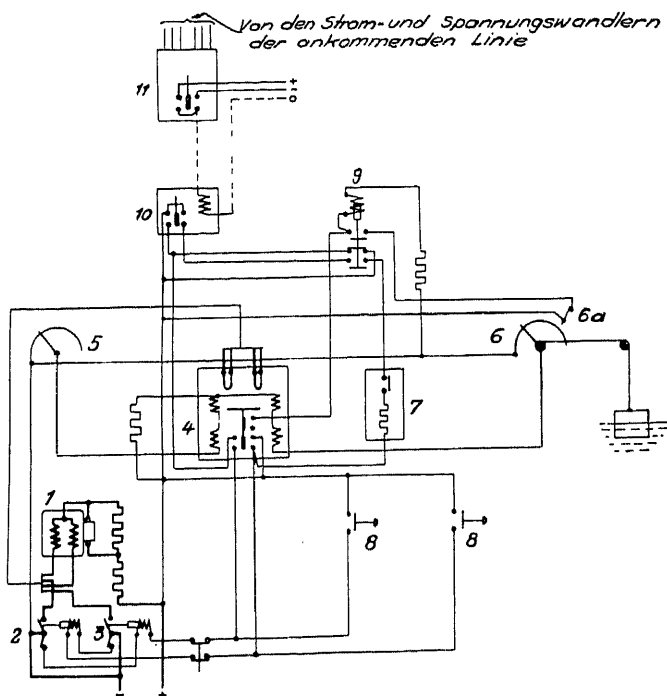


Abb. 9. Schema der automatischen Wasserstandsregulierung mit Spitzenangleich-regulator von Station Surahammar.

1 Motor der Drehzahl der Turbine. 2 und 3 Manöverschützen für 1. 4 Balancerelais. 5 Widerstand für die Einstellung an den Leitschienen gekuppelt. 6 Balancewiderstand vom Wasserstand betätigt. a Grenzkontakt. 7 Verzögerungskontakt. 8 Druckknöpfe für normale Regulierung. 9 Zwischenrelais. 10 Polarisiertes Relais. 11 Zwei Wattmeterrelais für automatische Spitzenregelung.

Außerdem ist das Relais 4 mit einer thermischen Rückführung versehen, die vom Motorstrom der Tourenverstellung durchflossen wird und eine desto größere Regelung erlaubt, je weiter die Anordnung aus der Gleichgewichtslage entfernt ist. Es wird dann ein pendlungsfreies Einfahren in den Dauerzustand möglich.

Abb. 1 zeigt das Arbeiten des Reglers. Zwischen Vollast und Leerlauf sinkt das Wasser 200 mm. Das Reservoir ist sehr klein, es reicht nur für $1/2$ stündliche Vollast der Station. Die Verhältnisse sind darum die denk-

bar ungünstigsten für eine solche Regulierung, welche aber auf eine glänzende Weise von dieser einfachen Ausrüstung durchgeführt wird.

Abb. 9 zeigt weiter, wie eine Spitzenregulierung auf einfache Weise mit der Wasserstandsregelung verknüpft wird. Ein Effektrelais 11 erhält den Impuls für die eintretende Spitze. Über eine Fernleitung gibt es den Impuls weiter auf ein polarisiertes Relais 10, das seinerseits in die Wasserstandsregelung eingreift, diese außer Betrieb setzt und selbst das Kommando übernimmt. Relais 9 hat die Aufgabe, die automatische Spitzenregelung zu unterbrechen, falls der Wasserstand zu tief sinken sollte. Der Kontakt 6a schaltet dann aus.

Technisch am schwierigsten zu lösen ist der automatische Betrieb von Stationen der Type A 4. Dies tritt ein bei Stationen, die verschiedene Magazinmöglichkeiten haben, oder wo die Wasserführung nicht gleichzeitig ist, wie sie wohl auftritt bei Stationen, die auf größerer Entfernung an demselben Strom liegen und kein größeres Magazin besitzen. Soll bei diesen Stationen die Automatisierung ein mit dem bedienten Betrieb gleichwertiges oder noch rationelleres Resultat geben, muß zur Fernsteuerung übergegangen werden. Dieser Fall wird im Teil D 3 behandelt.

2. Die Regelung der Spannung und des wattlosen Stromes ist bei Stationen mit reichlichen Maschinensätzen und Kraftleitungsquerschnitten ohne weiteres durch automatische Spannungsregler durchführbar. In den Fällen, wo die Station keinen dominierenden Einfluß hat auf die reaktive Energie, muß dafür gesorgt werden, daß eine automatische Begrenzung der Stromabgabe vorhanden ist. Andernfalls kann die Maschine überbelastet werden und störende Auslösungen auftreten.

Sobald aber im Netze verschiedene Bedingungen für die einzelnen Stationen herrschen oder zu gewissen Zeiten Parallelbetrieb mit größeren Netzen vorkommen, ist es schwierig, mit Reglern allein auszukommen. Man muß dann zur Fernsteuerung übergehen und Vorkehrungen treffen, wie sie unter D 3 beschrieben sind.

3. a. Die betriebstechnische Voraussetzung für die Fernüberwachung der automatischen Stationen ist, daß mit Verhältnissen zu rechnen ist, die eine persönliche Initiative verlangen. Solche Verhältnisse ist Veränderlichkeit in dem Wasserzufluß, in den Spannungsbedingungen und Parallelbetrieb, in der Linienschaltung der automatischen Station.

Die Bedingungen, die an die Fernüberwachungsanlage gestellt werden, sind folgende:

Betriebssicherheit, Einfachheit der Bedienung.

Billigkeit.

Robuste und nicht zu feinmechanische Konstruktion, so daß die Apparate, von dem im Kraftstationsbetrieb üblichen Personal leicht erfaßt und bei Bedarf instand gehalten werden können.

Möglichkeit, teils einfache Impulse, wie „Ein“, „Aus“ übermitteln zu können, aber auch eine Messung von Wasserstand, Spannung, Effekt usw. zuzulassen.

Das System darf keine Störungen auf Schwachstromnetze ausüben, so daß teils auf den Manöverdrähten telephoniert werden kann, teils

gegebenenfalls die Verbindung über das allgemeine Fernsprechnetzt geführt werden kann.

Bei Kraftnetzen mittlerer Größe kommen nur mäßige Entfernungen in Betracht, so daß mit 100 km Aktionsradius gerechnet werden kann. Ein zuverlässiges Fernübertragungssystem mit Gleichstrom von max. 48 V und unter Benutzung von eigenen Manöverdrähten ist darum anwendbar.

Zwei Methoden stehen zur Verfügung.

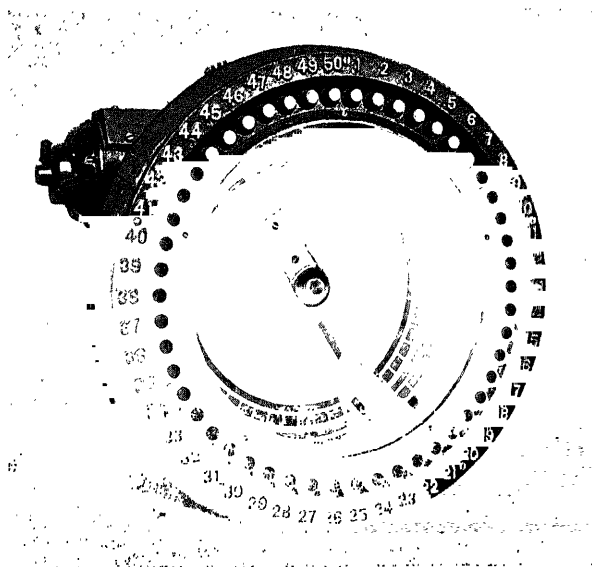


Abb. 10. Wähler mit Druckknopftafel und Motorantrieb für eine Fernsteuerung von Kraftanlagen.

Methode I. Eine Mehraderleitung verbindet die Station mit der Befehlsstelle. Jedes Kommando und jede Meßgröße hat einen eigenen Draht. Eine gemeinsame Rückleitung wird verwendet.

Methode II. Ein Wählerapparat, der mit dem Empfänger mit vier Leitungen verbunden ist, wird verwendet. Der eine Draht dient für die Synchronisierung des Wählers und Empfängers, je einer für Kommandoimpuls und Messung und der letzte als Rückleitung.

Die Anwendungsmöglichkeit wird durch Verwenden von polarisierten Relais verdoppelt.

Ausschlaggebend für die Wahl zwischen den beiden Methoden sind die Kosten, die wiederum von der Zahl der zu überwachenden Apparate abhängt. Allgemein kann gesagt werden, daß bei Entfernungen über 1000 m und Drähtezahl über 7 Stück die Methode I teurer wird als die Methode II.

b. Die Methode *I* arbeitet mit einfachen Druckknöpfen und polarisierten Relais. Es braucht darum nicht näher auf diese eingegangen zu werden.

Die Methode *II* ist technisch von größerem Interesse. Das von der Allmänna Svenska Elektriska ausgearbeitete System ist im Lande mehrfach zur Anwendung gekommen und soll darum hier beschrieben werden, da es eine einfache und betriebssichere Lösung ist.

Der Wähler, der normal 50 Nummern enthält, erlaubt total 200 Kontrollimpulse oder Messungen vorzunehmen. Die verschiedenen Apparate der Fernstation, die mit Hilfe des Wählers überwacht werden

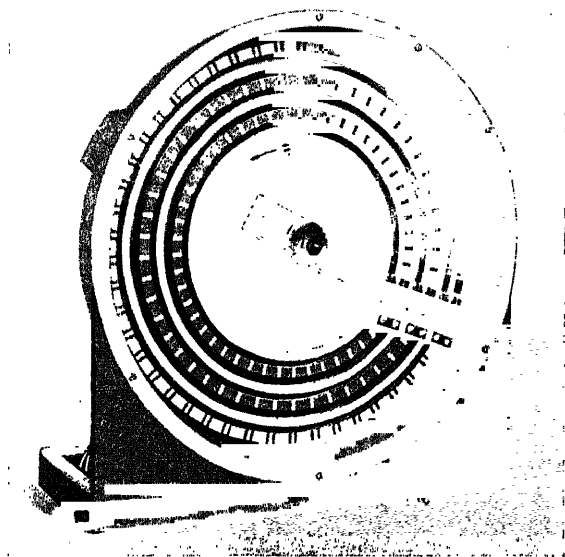


Abb. 11. Empfänger für Fernsteuerung von Kraftanlagen.

sollen, werden je einer auf einmal auf unbegrenzte Zeit zum Kontrolltisch angeschlossen. Die Kommanddruckknöpfe und Signalindikatoren des Tisches stehen dann in Verbindung mit dem erwähnten Apparat, teils über dem Kommandodraht und dem Signaldraht und teils dem Rückleitungsdraht. Jeder Apparat der Fernstation hat seine besondere Nummer auf den Wähler.

Abb. 10 ist eine Abbildung des *Wählers*, der in der Hauptsache aus einer Kontakttafel mit konzentrischen Kontaktbahnen besteht über denen ein Arm mit vier Bürsten sich bewegt. Ein kleiner Motor treibt den Bürstenarm über ein Schneckengetriebe und eine Reibungskupplung an. Der Arm wird mechanisch von Druckknöpfen in bestimmten Lagen gesperrt. Sobald die Sperrung gehoben wird, bewegt sich er über die Bahnen. Durch Eindrücken der gewünschten Nummer wird die Sper-

rung der früheren Lage gehoben, und der Arm bewegt sich bis auf die neue Nummer, um da wieder mechanisch gesperrt zu werden. Bei

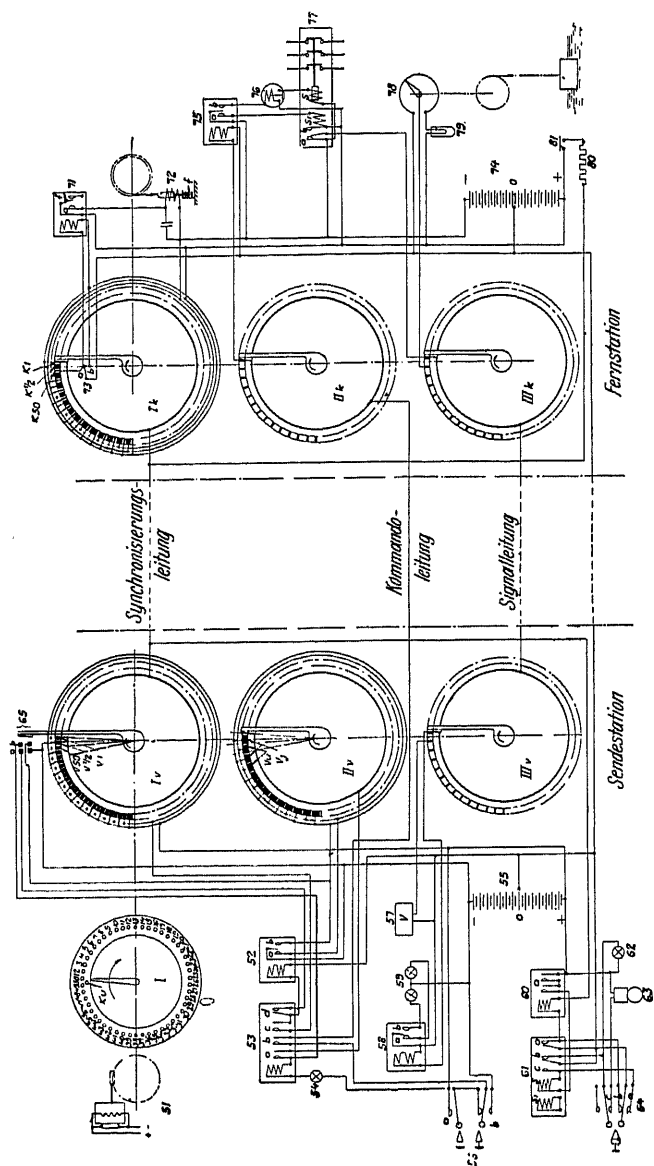


Abb. 12. Prinzipielles Schaltungsschema des Asea-Wählersystems.

Freigabe des Armes rotiert er mit einer Geschwindigkeit von einer Umdrehung in 7 s.

Der Empfänger ist in Abb. 11 dargestellt. Auch er besteht in der Hauptsache aus einer Kontakttafel mit konzentrischen Kontaktbahnen,

über die ein Arm sich bewegt. Dieser Arm wird von einem Magneten schrittweise von Nummer zu Nummer geführt.

Abb. 12 zeigt schematisch die Arbeitsweise. Die drei Kontaktbahnen des Wählers und Empfängers sind in Wirklichkeit konzentrisch angeordnet. In der eingestellten Lage sind die Druckknöpfe *56a* und *b* über den Kommandodraht und den entsprechenden Kontakt der Empfängerbahn *II k* mit dem eingeschalteten Apparat verbunden. In ähnlicher Weise ist der Signalindikator (der Messer *57* beim Ablesen von Meßgrößen oder das polarisierte Relais *58* und die Signallampen *59* beim Ablesen einer Stellung) mit der entsprechenden Signalanordnung in der Fernstation verbunden. Die Verbindung geht über der Kontaktbahn *III v* des Wählers, der Signalleitung und der Kontaktbahn *III k* des Empfängers.

Das synchrone Laufen des Wählers und Empfängers arbeitet folgendermaßen. Die Kontaktbahnen *Iv* und *IIv* des Wählers und *Ik* des Empfängers dienen diesem Laufen. Ebenso ist das polarisierte Relais *52* und *71* das verzögerte Relais *53* für dieses Arbeiten abgesehen. Die Kontaktbahn *Iv* hat 100 gleich große Kontakte, *Ik* hat 50 kurze Kontakte mitten vor jeder Nummer und 50 lange Kontakte dazwischen, die Bahn *IIv* hat 50 gleich große Kontakte zwischen den Nummern. Das Relais *71* wird von der Feder *f* immer in die Lage *b* geführt, sobald es stromlos wird. Das Relais *52* bleibt in der Lage liegen, in die es zuletzt gebracht wurde. Das Relais *53* schaltet erst $\frac{1}{5}$ s, nachdem es stromlos wurde, aus.

Liegt nun der Bürstenarm in der Lage *50* und der Knopf *1* wird eingedrückt, so passiert die Bürste den Kontakt *V $\frac{1}{2}$* der Kontaktbahn *Iv*. Der Strom durch Relais *71* wird nun über diesen Kontakt geschlossen und der Magnet *72* des Empfängers angezogen. Ist die Bürste über den Kontakt *V $\frac{1}{2}$* hinweggeglitten, so fällt das Relais *71*, und der Empfänger wird einen Schritt weitergeführt. Gleichzeitig hiermit wandert der Arm des Senders über den Kontakt *V $\frac{1}{1}$* , so daß Relais *52* Strom von der Batterie *74* über den Kontakt *K $\frac{1}{1,2}$* , den Synchronisierungsdraht, den Kontakt *V $\frac{1}{1}$* erhält. Dieser Stromimpuls ist positiv bei geraden Nummern und negativ bei ungeraden. Sollte ein Impuls ausbleiben, so fällt das Relais *53*, da Relais *52* in einer verkehrten Lage liegt und sein Kontakt die Spule von *53* länger als $\frac{1}{5}$ s unterbricht. Das Relais *53* schaltet die Kommandoleitung aus, und die Lampe *54* erlischt.

Sobald der Wähler und Empfänger außer Tritt fallen, ist ein Kommando gegeben ausgeschlossen.

Das Zusammenfallen der beiden Apparate geschieht folgendermaßen. Sind die beiden Apparate außer Tritt gefallen, so folgt der Empfänger mit (noch verspätet), aber nur bis auf die Nummer *50*. Dort bleibt er liegen, denn die Relaispule *71* ist da durch den Umschalter *73* auf umgekehrte Stromrichtung umgeschaltet. Relais *71* reagiert also nicht mehr auf die Impulse des Senders. Erst wenn dieser wieder in die Lage *50* kommt und auf *1* übergeht, wird auch seine Impulsaussendung die entgegengesetzte, und er nimmt den Empfänger wieder mit. Der Kontakt *65* des Empfängers schließt das Relais *53*, und die Lampe zündet sich wieder an. Die beiden Apparate arbeiten wieder synchron.

Tritt eine Änderung des Zustandes der Fernstation ein, so wird ein Ruhestrom, der konstant durch die Leitung fließt, unterbrochen, und ein Relais 60 schaltet aus. Dies schaltet seinerseits das Relais 61 aus, eine Klingel läutet, und die Lampe 62 wird angezündet.

c. Um eine zuverlässige Überwachung einer Kraftanlage zu erhalten, müssen folgende Größen sichtbar gemacht werden.

1. Wasserstand.
2. Tourenzahl.
3. Effekt (kW).
4. Reaktiver Effekt (rkW).
5. Spannung.
6. Strom.
7. Lage der Ölschalter und Trennschalter.
8. Lage von Absperrventilen, Wasserschützen u. dgl.
9. Temperatur der Lager und Wicklungen.

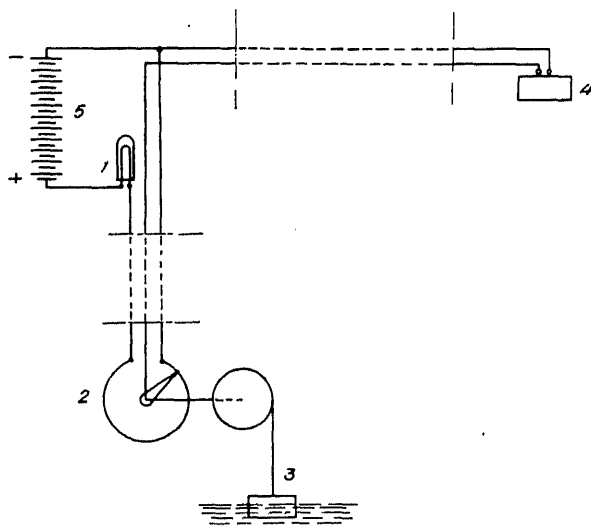


Abb. 13. Schaltungsschema eines Wasserstandfernmessers.

1 Lampe. 2 Potentiometer. 3 Schwimmer. 4 Empfänger. 5 Batterie.

Alle diese Größen (mit Ausnahme von 7) werden auf bequeme Weise in einen Gleichstrom verwandelt. Die Höhe der Spannung gibt den Wert der Größe an. Ein Voltmeter, das in 100 Teile geteilt ist, dient als Messer. Durch eine Tabelle kann bei Bedarf der absolute Wert festgestellt werden.

Die angewandten Methoden sind unabhängig von der Manöverspannung, da diese zwischen 42 bis 72 V variieren darf. Die Fehler durch Ableitung bei Luftleitungen, Temperaturvariationen u. dgl. sind zu versäumen auf Grund der hohen Manöverspannung.

Abb. 13 zeigt einen Wasserstandsmesser einfachster Art. Ein Potentiometerwiderstand 2 wird durch den Schwimmer 3 betätigt. Die Lage

des Kontaktarmes gibt direkt die Wasserhöhe an, und die Spannung wird auf dem Voltmeter 4 abgelesen. Der Eisendrahtwiderstand 1 hält den Strom durch 2 konstant auch bei Veränderung der Manöverspannung. Fehlergrenzen $\pm 1\%$.

Die *Tourenzahl* kann auf bekannte Weise durch einen Tachometer-generator abgelesen werden. Der Fehler ist praktisch genommen zu versäumen.

Der Effekt, der reaktive Effekt, die Spannung und der Strom werden nach der Methode der Stromwaage gemessen. Beim Effekt wirkt das Dreh-

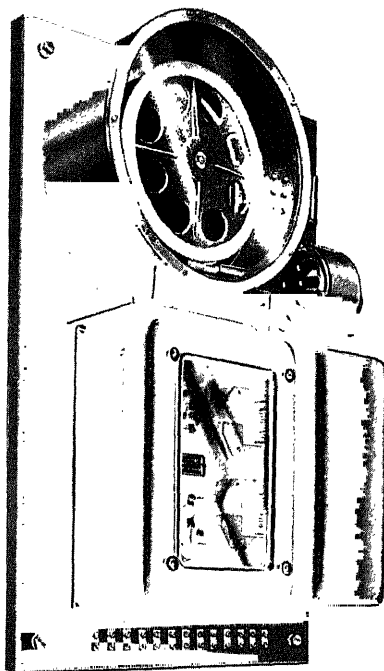


Abb. 14. Fernmesser für aktiven und reaktiven Effekt nach der Balancemethode.

system eines Zweiwattmeterrelais auf der einen Seite des Waagebalkens beim reaktiven Effekt sind die Spannungsspulen in normaler Weise auf Messung dieses Effektes umgeschaltet und bei Messungen der Spannung und des Stromes schließlich sind die Drehsysteme als Spannungs- resp. Stromrelais gebaut. Die andere Seite des Waagebalkens wird in allen Fällen von dem Drehsystem eines d'Arsonvals-Messers bewegt (Abb. 14).

Abb. 15 zeigt den weiteren Aufbau der Meßmethode. Nr. 2 ist das Relais. S_1 ist die Drehspule des d'Arsonvals-Systems, S_2 , S_3 , S_4 und S_5 sind die Spulen des Zweiwattmeterrelais. Beim Übergewicht der einen Seite schließt ein Kontakt (a , b) und betätigt einen Motor, der seiner-

seits den Kontaktarm eines Potentiometerwiderstandes dreht, bis der Strom in der Spule S_1 den zur Kompensierung des Drehmoments erforderlichen Wert hat. Dann tritt Gleichgewicht ein. Die Spannung an den Klemmen der Spule S_1 gibt den Wert des Effektes an und kann an einem Voltmeter abgelesen werden. Ist der Widerstand der Spule unabhängig von der Temperatur und hat das Voltmeter großen inneren

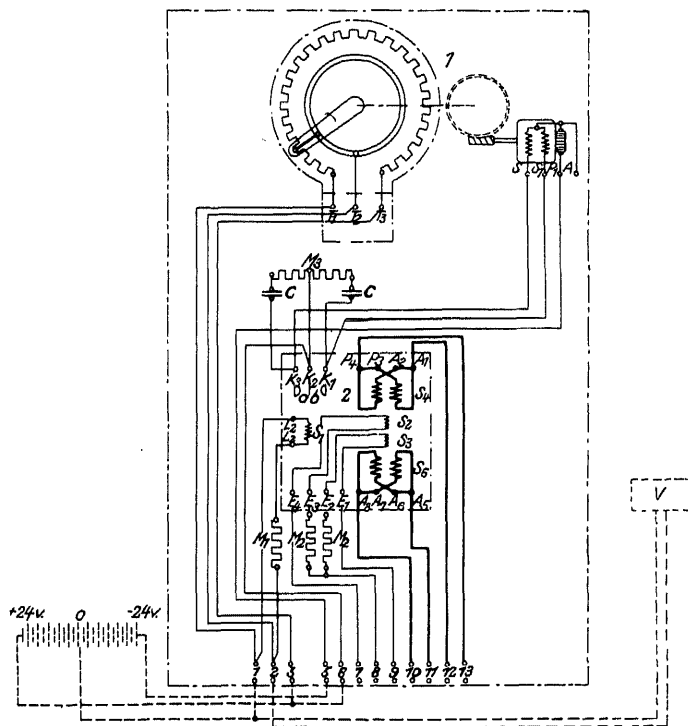


Abb. 15. Schaltungsschema eines Fernmessers für Effekt nach der Balancemethode.
1 Potentiometerwiderstand mit Motorantrieb. 2 Zweiwattmeterrelais, M_1 , M_2 , M_3 Vorschaltwiderstände. 3 Kondensator.

Widerstand, so ist der Ausschlag dieses Messers ein Maß der Wechselstromgröße.

Abb. 16 zeigt die im Fernpunkt gemessenen Werte des Effektes und die Abb. 17 des Stromes. Die Fehlergrenzen zwischen wirklichem und gemessenem Wert sind kleiner als $\pm 2\%$, welches als genügend anzusehen ist.

Die Indikierung der Lage von Schaltern erfolgt durch grüne und rote Lampen, die von polarisierten Relais betätigt werden, wie die Abb. 12 zeigt. 77 ist ein Ölschalter, dessen Hilfskontakte a und b das polarisierte Relais 75 betätigt. Über den Signaldraht geht der Strom von den Relaiskontakten auf das Relais 58 über und schaltet dieses in die richtige Lage. Die Lampen 59 zeigen dann die Lage des Ölschalters 77 an.

Die Indikierung der Lage von Absperrventilen, Wasserschlüssen u. dgl. geschieht mit ähnlichen Anordnungen wie die Messung des Wasserstandes. In diesem Falle wird der Potentiometerwiderstand 2 (Abb. 13) anstatt durch einen Schwimmer von einem Getriebe betätigt, das die Bewegung des Ventils überführt.

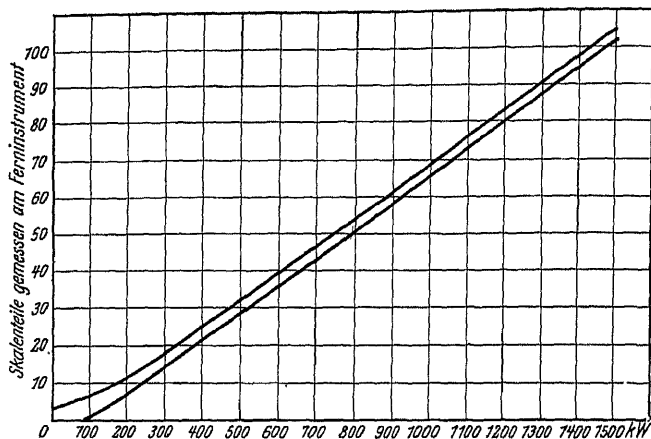


Abb. 16. Meßkurve des Fernmessers für Effekt und reaktiven Effekt. Ablesung am Instrument in Abhängigkeit von dem absoluten Wert.

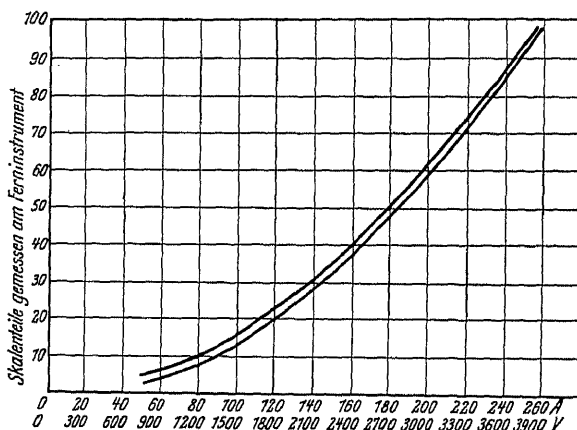


Abb. 17. Meßkurve wie unter Abb. 16 nur für Strom- und Spannungsmessung.

Die Temperatur eines Lagers, Wicklung usw. kann mit der im Abschnitt B 3 beschriebenen Kontrollmethode geschehen. Der in Abb. 4 gezeigte Umschalter 8 wird durch den Wähler ersetzt. Durch einen Eisendrahtwiderstand wird die Justierung am Widerstand 9 überflüssig gemacht und die Meßmethode solcher Art auch von den Spannungsschwankungen des Manöverstromes unabhängig.

Summary

Based on the existing Swedish water power conditions, it is shown that the problem of making small and medium sized power stations automatic is of great importance. The total installation in power stations of up to 5000 HP. is about 38% of the total installation in Sweden, and automatising has therefore also an influence on the power supply for the whole country.

A uniform automatising would reduce the service staff considerably and would leave about 75% of the workers available for other purposes.

Other advantages are better utilisation of the existing water flow and limiting of the peak loads when buying energy from other networks. By employing automatic compensation arrangements, remote control and remote indication, it is possible to feed large networks from automatic stations, and to obtain a unit which would correspond to exclusive requirements regarding efficiency and economical return. Examples are given in the form of curves and tables.

An automatic station can replace any ordinary normal station. The technical conditions for this are described.

The fundamentals for the design are reliability in service, simplicity of control and a flexible application to the already existing power station practice, so that also stations in service may be made automatic. Apparatus suitable for such equipments are described.

Great Britain

Automatic Hydro-Electric Stations in Australia

British National Committee

H. D. Cook

The Sugarloaf Rubicon group of hydroelectric plants in Victoria, Australia, is one of the most interesting in the world at the present time, not on account of the size or novel features of the generating units themselves but because the automatic devices are called upon to meet a great variety of conditions and illustrate the most modern practice in unattended plants. The individual plants contain both impulse and reaction types of turbines, the methods of synchronizing are different in the different stations, and the whole are subject to supervisory control from the main substation. Of some, though of lesser, interest is the fact that so many countries have contributed to the equipment. The turbines were manufactured in Sweden, England and Australia, the governors and controlling gear in Sweden, the generators in Switzerland and America, and the switchgear in America. The welding of all this material into one coordinated scheme was in itself a substantial undertaking.

The scope of this paper is to describe the chief features of the automatic control almost entirely from the hydraulic side, treating the electrical features only in so far as they are necessary to the scheme of control. The various devices will not be described in minute detail as such details are of lesser interest and it is desired to draw attention to the general characteristics of the general scheme rather than to the design of individual items.

The attached locality plan (Fig.1) shows the relative position of the plants. The main station is named Sugarloaf, drawing its water from an irrigation reservoir, the other stations, collectively known as the Mountain Stream stations are designed to utilise all the water available in the streams feeding them, without storage, and if the stations should shut down, the water is still passed through them to the stations lower down, to maintain as uniform conditions as possible.

The table on page 3 gives the main characteristics.

Of these, Snobs Creek has yet to be built, and Rubicon Falls, which was originally the construction plant, is now being converted into an automatic station.

The water in the upper part of Royston River is diverted into the Rubicon valley through the Royston station. The combined waters

pass to Rubicon Falls and then to Rubicon Station. Here the water from the remainder of the Royston valley joins in and the whole passes to Lower Rubicon. Thus some of the water passes through four different stations. The whole of the water from the mountain stream stations passes into the Goulburn River which also receives water from the reservoir higher up after its passage through the main Sugarloaf Station.

The supervisory control is exercised from Rubicon "A" substation in a fairly central position.

The general scheme of operation of the individual stations is best seen from three diagrams, one refers to the Sugarloaf station, one to the impulse type of plant at Rubicon, the remaining one to the reaction type at Lower Rubicon and Royston. (Figs. 2, 3, 4).

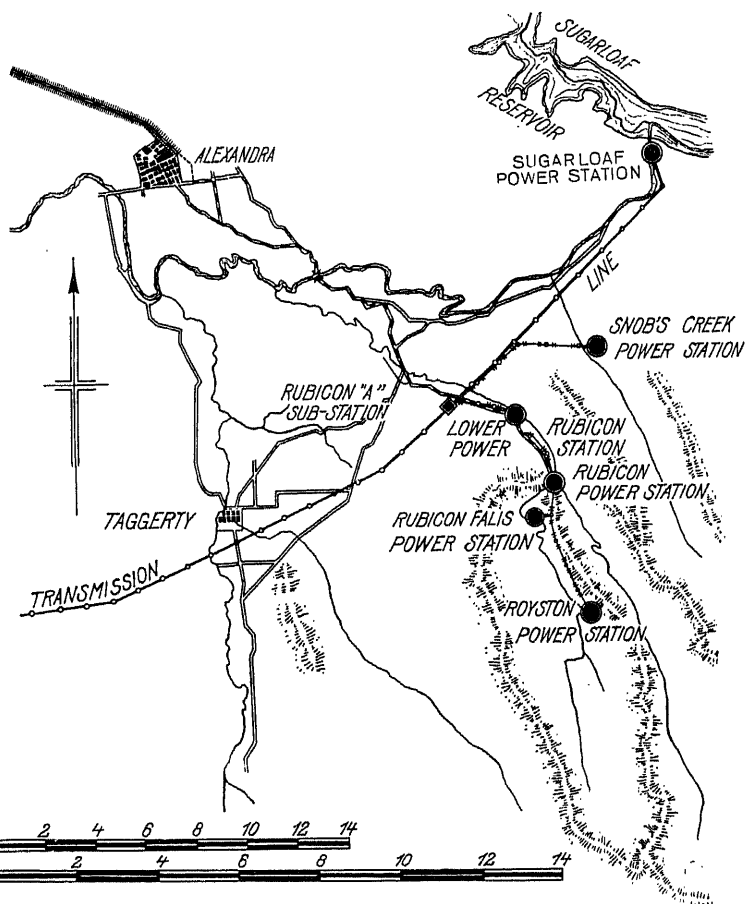


Fig. 1.

Sugarloaf Plant

The general scheme is that each unit has a Pelton (1) driven oil pump (2) started and stopped by hand control, which provides the pressure oil for the governor and other controlling devices.

As this is the main station and it is intended to keep the main units ready for operation all the time, the continuous running of these 15 H.P. peltons is essential but creates no difficulty.

Name	Max. Quantity of water per turbine		Head		No. of units	H. P. per unit.	Type	R. P. M.	Water
	cusecs	m ³ /sec.	feet	metres					
Sugarloaf .	800	22.7	60 to 113	18,3 to 34,5	2	9350	Francis Spiral	250	Reservoir
Lower Rubicon .	140	4.26	269	82	1	4120	Francis Spiral	750	Rubicon & Royston
Rubicon . .	45	1.28	1381	422	2	6700	Pelton	500	do.
Rubicon Falls . .	15	.425	290	88,5	1	400	Pelton	500	do.
Royston . .	45	1.28	245	75	1	1160	Francis Spiral	1000	Royston
Snobs Creek . .	45	1.28	1181	360	1	5200	Pelton	500	Snobs Creek

When it is desired to start the unit the starting impulse is given to close Switch (3) energizing solenoid (4) admitting pressure oil to the operating cylinder (6) of the bypass valve, forcing the piston in the downward or opening direction against a spring. The lever controlling the bypass valve forces the control valve (7) of the main valve (8) into the opening position. It will be noted that a bell crank is fitted to the bypass valve which prevents it closing entirely until the main valve is fully closed.

The control valve (7) supplies pressure water to the servomotor of the main valve (8), drawing its own supply through a filter from the downstream side of the main valve, thus the main valve will not begin to move till the bypass has established pressure in the turbine casing. When the main valve is fully open it closes contacts (9) in the circuit of the solenoid (10) controlling the oil distributing valve of the governing system. If the "master contactor" (12) is in the "on" position this solenoid is energized and opens valve (11).

Reverting to the oil supply from the pelton driven pump, this reaches the non-return valve (13), lifting this and passing on to the air vessel of the governor itself, building up the pressure to the desired figure, the oil level being automatically adjusted so that the correct volume of air is present. As soon as the desired pressure is reached the pressure

valve (14) lifts passing oil on to the solenoid valve (11). Thus if the solenoid is energized pulling down valve (11), oil passes on to valve (15) which is always screwed hard home for automatic operation, (being

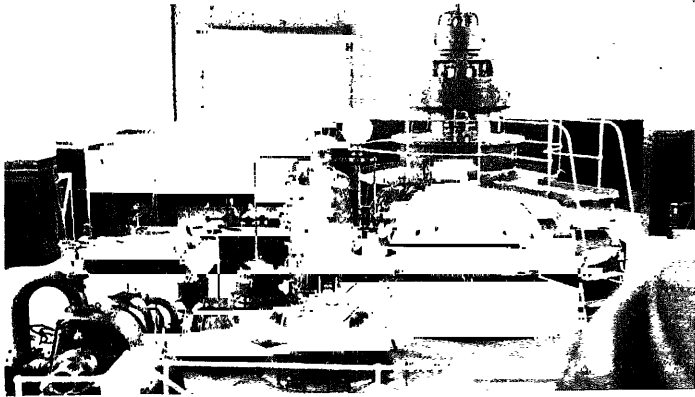


Fig. 5. Sugarloaf.

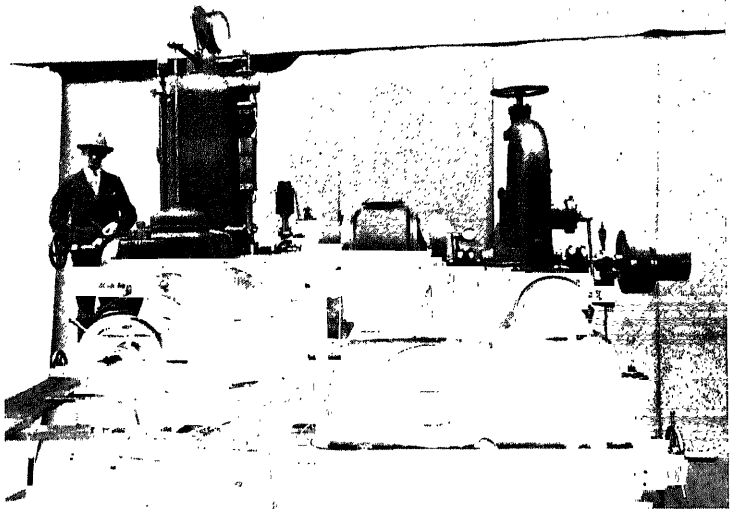


Fig. 6. Governor and Pumping Unit for Sugarloaf Main Station.

screwed out if the plant is to be manually operated,) and thence to the locking gear servomotor (16).

The locking device is necessary to hold the turbine shut after a shut down, even if the oil pressure disappears completely, so that the first action towards opening the turbine must be freeing the locking device.

The piston (17) is pressed down by a spring but the pressure oil will force this up, freeing the governor servomotor. The raising of (17) will also permit the pressure oil to pass on to relay valve (18), which in its normal or lower position, again allows the oil to pass on to the main governor regulating valve (19). The object of valve (18) is to put the space above valve (19) into direct communication with the governor sump (at atmospheric pressure) as quickly as possible if a closing impulse is given either deliberately or through one of the safety devices, thus causing the regulating valve to rise at once to the closing position, shutting down the turbine.

Reverting to the normal starting operation, valve (19) is forced down into the opening position, for the pilot valve (20) will be at its bottom position as a result of the pendulum being in its highest position. The turbine will rapidly open up fully and gather speed.

We must now turn to the return gear mechanism which is arranged as usual to check hunting and also to provide a small range of permanent speed variation to permit of parallel operation. The usual speed altering motor (21) is mounted on this, and once the unit is synchronized it plays its usual part of adjusting the load at the will of the control staff, but during synchronizing it plays a different part.

As the Sugarloaf station is the main one it is desirable to synchronize the incoming unit when the phase relations are correct, in order to prevent electrical disturbance of too great magnitude. For the smaller stations a self synchronizing method is permissible as the incoming units are small in proportion to the capacity of the system.

The sleeve of the pendulum operates contacts (22) which make the motor (21) adjust the speed slowly up and down alternately between the limits of 95 % and 105 % of synchronous speed. The synchronizing gear will endeavour to close the generator with the busbars at exactly synchronous speed, but is only permitted to do so if the phasing is correct. If not, the oscillation of speed goes on till at some instant both speed and phase relations are correct when synchronizing is automatically effected.

The closing of the main switch transfers speed adjusting motor (21) back to the normal control from the switchboard in Rubicon "A" control station which enables the attendant to change the load on the unit as desired. Limit switches (23) prevent the over running of this motor. Other items in the equipment, apart from safety devices, are the unloading valve, a non-return valve, two safety valves and a brake locking valve.

The unloading valve (24) operates as soon as the oil pressure is built up to a predetermined value, it then permits the oil pump to deliver the oil freely into the governor sump and relieves the load on the pump, the non-return valve retaining the oil already pumped to the air vessel. When the pressure on the latter has fallen sufficiently, the unloading valve drops and oil once more is pumped to the air vessel. The safety valves permit the release of oil back to the sump if by any mischance the pressure rises too high.

The brakes (32) are intended to bring the turbine to a standstill quickly once the speed has dropped to about 50 % of normal during a shut down. The brakes are normally prevented from pressing on the generator rotor by springs and are forced on by means of high pressure oil from the air vessel. This oil has to pass the speed valve (25) and also the brake valve (26).

An auxiliary oil pump (27) is mounted on the pendulum spindle and produces sufficient pressure at normal speeds to force the piston (25) up. This opens a small passage permitting the oil pumped by this pump (27) to pass on to the air vessel. If the speed drops, valve (25) will descend correspondingly and when the speed reaches about 50 % of the normal, pressure from the air vessel will pass the valve and go on to valve (26). This valve (26) is closed when the solenoid is energized, and as the solenoid is in circuit with the control gear of the main oil circuit breaker, the valve remains closed until the circuit breaker is opened, so that the brakes cannot be put on whilst there is any risk of the generator motoring, nor by reason of valve (25) until the speed has already died away to half normal.

It is possible to start the plant without any electrical energy being available. After starting the oil pump the main valve can be opened by lifting up piston (5) below solenoid (4). If the 125 volt DC accumulator is not available for operating valve (11), valve (15) must be screwed out, supplying pressure to the locking gear servomotor, when the turbine will start up. The speed is then controlled by the hand wheel above motor (21), and when the unit is synchronized solenoid (4) will receive its energy. The trigger lifting (5) should be released. As soon as the accumulator is ready valve (15) should be screwed in, and the set is now on fully automatic control.

The safety devices should now be mentioned. These take care of the following contingencies, Pendulum belt breakage (28), hot bearings (29), and overspeed (33). The electrical circuits for these are all in series with the other protective devices on the electrical side, and operate by opening this circuit, which under normal opening conditions energizes the solenoid of the master contactor. On this circuit being interrupted the circuit of solenoid of valve (11) is broken, this cuts off the supply of pressure oil to the regulating valve through relay valve (18), and as already mentioned the relay valve at once connects the top of the regulating valve to the sump, shutting down the turbine. The overspeed (33) switch is mounted on the generator.

In the circuit of the safety devices is a special switch (30) intended to provide an additional measure of safety. If the safety devices operate and still the turbine does not stop (for instance, owing to a piece of wood holding the guide vanes open) switch (3) is opened after an interval set by a time relay, thus closing the main valve by breaking the circuit of the solenoid (4). This switch must be reset by hand, preventing another start until the attendant has visited the station.

The process of shutting down the unit whether deliberately or a result of the operation of one of the safety devices is easily followed. The solenoid of valve (10) is de-energized by the operation of the master contactor. The valve rises owing to the spring beneath it; pressure oil is cut off from the locking servomotor, and as the oil is allowed to escape its piston descends. This cuts off the supply to valve (18), causing the regulating valve to rise, closing the governor.

When the governor is nearly closed closure switch (31) on the gate mechanism is tripped. This trips the main oil circuit breaker, switch (31) also stops the action of the time relay on switch (3), so that if the governor closes properly a distant restart is possible. The locking device slips into place, valve (25) is set to pass oil on to the brakes as soon as speed has died away to 50 % when valve (26) operates as already described and the brakes (32) go on.

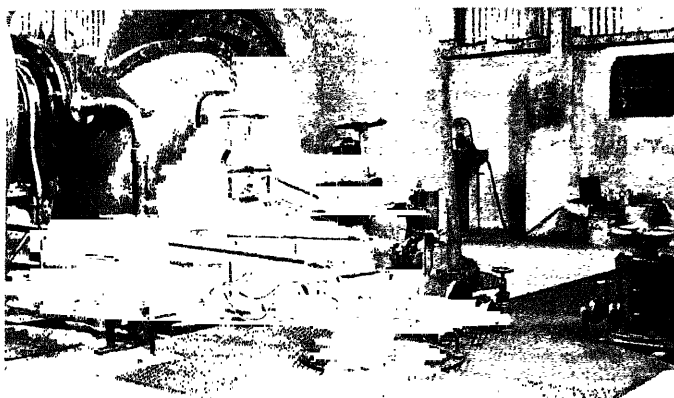


Fig. 7. Lower Rubicon.

Lower Rubicon and Royston Stations

These are similar to each other but differ in some important respects from the Sugarloaf Station. As it is an essential feature to make the units accommodate the water available, the main load control is by means of a float in the power station which rises and falls according to the level of water in the forebay and adjusts the output of the machine through a load limiting device or, alternatively, sends the water through the station bypass valve to the other stations lower down the same stream. The method of synchronizing is also different and the oil pumping unit (2) is driven electrically by Motor (1). Otherwise the general features of the control system are similar and do not call for a full description.

The float device (35) consists of an oil tank containing a float which presses upward against a spring. The float is open at the bottom and is partially filled with air under a slight pressure supplied from a pelton

(36) driven air pump (32) of the gear wheel type. This pump also supplies a long branch pipe running up to the forebay. The end of this pipe is submerged under the water in the forebay and it is clear that the pressure set up by the air pump will depend upon the depth of

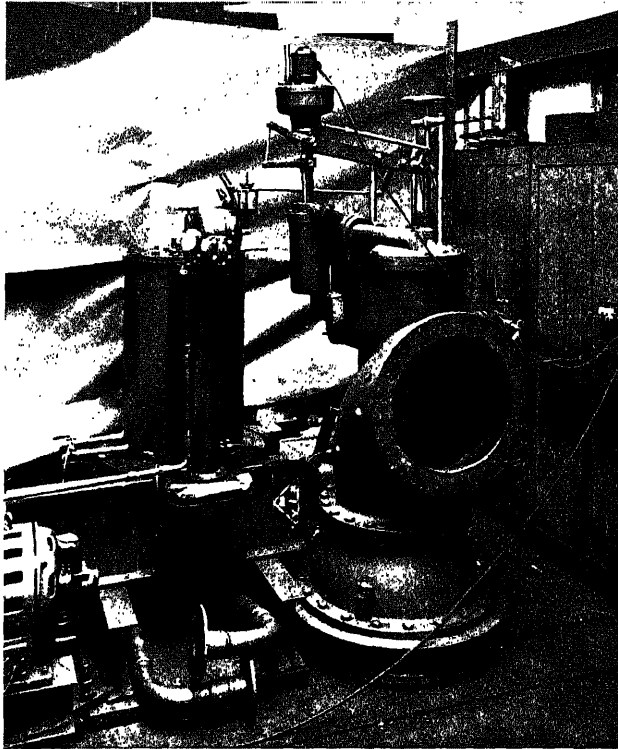


Fig. 8. Float Tank and Bypass Valve for Lower Rubicon Station.

submergence, for when it exceeds the head of water at the mouth of the pipe, air will bubble out. The pressure in the float corresponds with the depth of water and the higher the pressure the more oil will be forced out of the float (35), which will rise higher against the spring pressure. Thus the float registers the depth of water in the forebay. The float is used to control the combined openings of the turbine and the bypass valve (34), thus causing the station to pass the correct amount of water.

The action of the bypass valve (34) is a little complex as it must function also as a relief valve, to prevent excessive rise of pressure in the pipeline on a sudden closing movement of the turbine. Generally speaking, it is a relief valve of the normal design with a dashpot device to permit the valve to close slowly after it has been opened by a sudden

closing movement of the turbine, but the stroke of the dashpot is limited by a nut (38) which is carried on a screwed spindle inside the hollow piston rod. The motor (39) is controlled by contacts (40) which are actuated from the float so that the height of the nut on the piston rod corresponds with the depth in the forebay. If the nut (38) is screwed right down corresponding with the full depth of the water in the forebay, the turbine and relief valve become connected so that if the turbine closes the relief valve opens and vice versa, the total quantity of water remaining constant. If the nut is raised to its highest position corresponding with the minimum water level, the valve acts as a simple relief valve and if the turbine closes, the valve first opens and then slowly closes under the action of the dashpot. For intermediate positions the nut causes the valve to remain partially open and pass the correct quantity of water corresponding with the level of the forebay. The float also operates the load limiting device (41) so that the turbine will never try to take more water than is available.

Contacts (42) mounted on the float device are opened if the float sinks to its lowest level, and as these contacts are in the circuit of the safety devices the unit cannot run unless the pelton driven air pump has raised the float so that the pipeline must be full and the forebay have adequate water. As already mentioned, the main oil pump (2) is driven by a motor (1). If the transmission line be energized the pump will run and supply oil through valve (13) to the air vessel of the governor. Oil will simultaneously pass to the valve (5) controlled by solenoid (4) which is also energized, thus operating the servomotor (6) of the bypass valve (44) belonging to the main inlet valve (8). As for the Sugarloaf units, this bypass valve in turn opens the operating valve (7) of the inlet valve (8), this operating valve receiving pressure water from the downstream side so that the main valve opens only after the bypass valve has filled the turbine. Until the master contactor (12) is closed the valve (11) is not lifted and the turbine cannot start, but the relief valve (34) will open under the action of the motor (39) controlled by the position of the float (35) and the station will pass the correct amount of water.

By closing the master contactor (12), solenoid (10) is energized, provided the safety devices in circuit with it are correctly set. This passes oil on to the valve (15) and the locking gear servomotor (16), which are similar to those for the Sugarloaf units. Relay valve (18) passes the oil on to the main regulating valve (19) of the governor, this begins to open up the turbine which now starts, and rapidly gathers speed.

The speed altering motor (21) has previously set the pendulum to its lowest speed, namely 600 r. p. m. for the Lower Rubicon and 800 r.p.m. for Royston, or 80 % at synchronous speed. At about 75 % of synchronous speed, contacts (22) on the tachometer switch close, and start the speed altering motor in the speed raising direction, so that the turbine now slowly increases its speed. At 95 % of synchronous speed the field

of the generator is excited and the main oil circuit breaker closed to the busbars, the generator is pulled into step partly by its self-synchronizing capacity and partly by the continued acceleration of the turbine due to the speed altering motor (21) which goes steadily on to the end of its travel when limit switch (23) stops it. The governor now tends to open the turbine out fully but it is limited by the load limiting device (41) so that it only consumes the right amount of water.

Closing down the turbine follows from a deliberate operation of the master contactor (12) or from the operation of any safety device, in any case the solenoid (10) of the valve (11) is de-energized and the supply of pressure oil to servomotor (16) and valve (18) is cut off. Just as for Sugarloaf the governor is closed, and at no load position the circuit breaker is tripped by closure switch (31) on the gate mechanism and at a little below this point the action of the timer (3) is stopped also by this switch. When the speed drops to 50 % of normal, oil passes via (16) and (26) to the brake cylinder, thus putting on the brake (32).

As before for Sugarloaf, timer (3) permits solenoid (4) to become de-energized after a certain time limit, if the governor has failed to close the turbine, thus shutting the main valve (8) in this particular emergency.

It is possible to start up by hand if the transmission line is not alive, or the station battery is run down. The float device (35) is operating as before, the main valve (8) is now opened by the hand pump (43) which opens the bypass valve of the main valve and, as before, the main valve itself follows. As yet there is no oil pressure to release the locking device but the pawl of this can be released by turning certain nuts (not shown). The turbine guide vanes will now open and the turbine start to rotate. The auxiliary oil pump (27) on the governor will commence building up oil pressure in the air vessel and soon enough pressure will be obtained to enable the locking device to be released fully by screwing in valve (15). The pawl can now be released and if the battery is charged the control can be made fully automatic by screwing out valve (15), if not, the attendant must continue to stand by as none of the safety devices can operate.

Rubicon Station

This plant follows very closely the lines of the Royston and Lower Rubicon plants, with certain modifications due to the turbines being of the impulse type. Here the bypassing of the water through the station is accomplished by separating the controls of the needles and deflectors. The governor controls the speed and load by means of the deflectors, the quantity of water passing is determined by the waterlevel in the forebay through a float device (35) similar to that already described, which regulates the needle opening. As only a small governing power is wanted the governor is not provided with an air vessel and a special closing down cylinder (48) is added. The brake (32) takes the form of a small jet playing on the backs of the buckets.

The pressure oil is again provided by a pump (2) driven by an electric motor (1), which runs as soon as the transmission line is energized. Solenoid (4) is also connected to the line, so that as long as the line is alive valve (5) is drawn into the operating position. This passes pressure oil to servomotor (6) of the bypass valve (44), allowing the water pressure to be established in the distribution piping. Servomotor (6) in rising causes the operating valve (7) to open the main valve (8) as soon as water pressure is established. The main valve (8) rises and at the end of its stroke lifts valve (45) which permits pressure oil to pass on to the

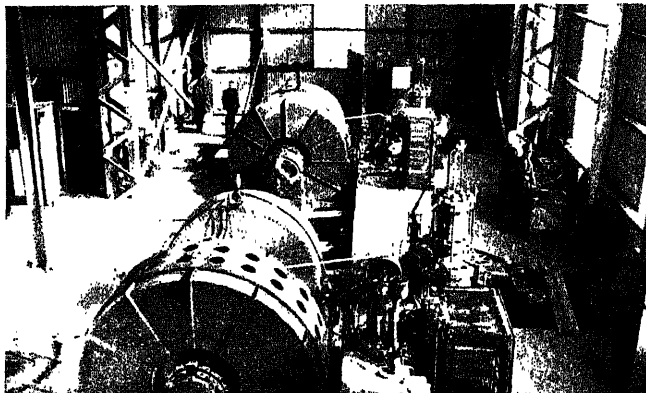


Fig. 9. Rubicon Power Station.

needle operating valve (46). In the meantime the pelton (36) driving air pump (37) has been causing the float (35) to register the level in the forebay and this in turn will set valve (46) to a corresponding position. Provided the water level is above the minimum position the needle will open and by means of its return gear mechanism will set itself to correspond with the water level. Until the turbine is started up the needle will adjust itself to pass the quantity of water available and as the deflector (47) will be left in its shut position the water will all be deflected away from the wheel.

The starting of the turbine itself can now be effected by closing the circuit through all the safety devices which also includes the contacts (9) in the main valve and (42) on the float, these contacts ensuring that the main valve is fully open and there is adequate water for starting. The master contactor (12) can now be closed, energizing solenoid (10). Oil passes through valves (11) and (15) to the special closing down device (48), lifting its plunger fully against a spring, when the plunger is fully raised oil can pass on to relay valve (18) and to the smaller servomotor of the brake needle (32). Valve (18) now releases the governor operating valve (19), which moves to the opening position. Oil having passed to the governor direct from valve (13) the governor opens, lifting the deflector (47) clear of the jet, and the turbine now starts.

At this time the speed altering motor has adjusted the pendulum to about 80 % of normal speed, when 75 % of normal speed is reached contacts (22) on the tachometer switch closes the speed increasing circuit of the motor and the speed of the turbine increases correspondingly. The change of speed is so slow that when the speed comes close to synchronous speed, the main oil switch can be thrown in and the set

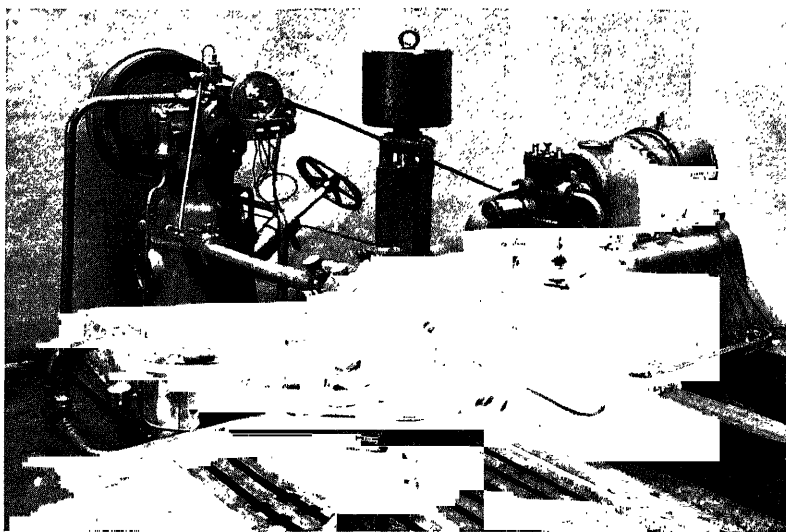


Fig. 10. Governor and Pumping Unit for Rubicon Station.

coupled to the line. At the same time the generator is excited and is thus pulled into step.

The speed altering motor (21) continues to increase the speed of the set until the full stroke is reached when limit switch (23) stops it. The deflector (47) is now fully open and remains there, the output of the turbine being fixed by the needle, to correspond with the water available. The governor is thus used only for starting and stopping, and normally the set is held to the correct speed by the other units in parallel with it.

Starting by hand is only required when the transmission line is dead or the storage battery is not operating. Main valve (8) is then opened by hand pump (43). Special hand gear (49) is provided on the needle and this must now be used to pull the needle open sufficiently to start the turbine, the deflector being pulled out of the way by the hand gear of the governor. The turbine starts and the auxiliary pump (27) on the governor begins to build up oil pressure. If valve (15) is screwed out oil passes on to the closing device (48), and as before when its plunger is lifted oil goes to the relay valve (18) and releases the governor operating valve (19). The governor can now be put on to automatic control

and the generator excited and coupled to the line. This should cause the motor (1) to drive the main oil pump (2) and it will then be no longer necessary to hold the main valve (8) open by the hand pump (43) which can now be isolated. If the battery is ready to operate valve (15) can be screwed in and the safety devices are ready to operate, otherwise the plant must remain attended till the battery is operating.

The plant is stopped deliberately by opening the master contactor (12), either by supervising control or by the operation of any of the safety devices. The Solenoid of valve (11) is de-energized, cutting off the supply of pressure oil to the governor and to closing down device (48) and connecting the latter to waste. Its plunger begins to drop, relay valve (18) loses oil pressure and sets the governor operating valve (19) into the closing position. With help of the closing device (48) and the oil pressure still maintained in the governor by its own auxiliary pump the deflector is closed.

As soon as the relay valve (18) loses pressure, so does the small servomotor of brake (32), and under the action of the spring the nozzle opens applying a braking jet.

As soon as the turbine loses speed the tachometer switch contacts (22) which were closed during the starting up operations in order to cause the speed altering motor (21) to raise the speed of the turbine, open again and at a slightly lower speed the other contacts close, causing the speed altering motor to run in the speed reducing direction.

The motor continues to run until stopped by limit switch (23), leaving the speed altering device ready for the next starting operation.

In the no load position the main circuit breaker is tripped by switch (31) on the gate mechanisms, a little below this position the timing of special Timer Switch is stopped also by the same switch (31).

As the turbine finally stops by the action of the brake (32), the governor oil pump ceases to supply pressure oil to the larger of the two servo motors of the brake and the braking nozzle is closed.

The main turbine nozzle is still open and continues to pass water under the control of the plant until the main sluice valve (8) is shut down. This happens when solenoid (4) is de-energized or pump (2) stops running. Should the governor fail to close the turbine within a predetermined time limit the special Timer will complete its timing and de-energize solenoid (4) by means of relay switch. The main valve (8) will then close. This relay is hand reset in order to prevent a restart until an inspection has taken place. The safety devices for the smaller stations follow exactly the same lines as for the main Sugarloaf plant and merit no special description. They include devices against breakage of the governor belt, hot bearings, over speed as well as electrical conditions.

Having described the three types of station, it is perhaps desirable to note the salient points in connection with the general system employed.

The basis of the method of control is to use an oil pressure governor of standard type, to which special devices are added. The chief of the additional parts are gathered together into one unit consisting of the starting pump with oil tank and the operating valves. The various valves used for starting and stopping operate through the main valve of the governor itself.

The action is hydraulic so that the forces can easily be made very ample. It should also be noted that the same stopping valve is used both for a deliberate stop and also for an emergency stop so that each starting and stopping of the governor is a test and proves whether the apparatus is in good working order.

The hydraulic connection above referred to between the starting and stopping valves and the main valve of the governor makes it possible to connect to overspeed safety devices into the system and this makes it unnecessary to apply the overspeed safety devices to the intake gates. The importance of this point would be greater in cold climates where special precautions would have to be taken to prevent the intake gates freezing.

The system is very flexible and it will be easily appreciated that any number of safety devices could be connected into the system using the same main parts.

The safety devices are connected to the stopping devices electrically which enables these safety devices to be standardised for they can be arranged quite readily to suit different arrangements and proportions in the actual machinery employed. This electric system makes it very easy to arrange for indications of failures. As the system operates by breaking circuit the system is safer than one operating upon closing the circuit.

A few words should be devoted to the general features of the electrical control.

All of the automatic stations are controlled by supervisory control from Rubicon "A" Sub-station. In each case, the starting and stopping of each generating unit is accomplished by means of automatic switching equipment, the function of the supervisory control equipment being limited to giving the starting or stopping indication which is communicated to the master control element at the station in question.

For the main Sugarloaf generating station, the supervisory control equipment is of the selector type, the selector advancing step by step in accordance with the code transmitted from the dispatcher's desk at Rubicon "A" Sub-station. Three line wires are required to control and indicate the Sugarloaf equipment with the selector system.

The Mountain Stream Stations are controlled by the cable supervisory system, in which the devices controlled are at all times directly connected to the controlling keys at the dispatcher's desk. In this instance, however, the only currents to be carried by the line wires are those required by the sensitive relays, which are of the polarized type, similar to those used in telegraph service. The number

of wires required by this system is, of course, greater in the case of the selector supervisory system. Two wires are required for the control and indication of each supervised unit and in addition a common battery wire is required.

In both cases, the supervisory control provides for the starting and stopping of each generator controlled, for increasing and decreasing the load on the generators by adjustment of the governor setting, for opening and closing the high tension line oil circuit breakers and also for opening and closing the penstock valves and other hydraulic valves. Provision is included for indication at the dispatcher's office of the condition (open or closed) of the foregoing devices, and also for indication of the extent of the water wheel gate opening and of the forebay water level.

In all cases, protective relays are included in the automatic switching equipment providing against continuous operation in the presence of faults in the machine or under severe overload conditions.

Zusammenfassung

In diesem Aufsatz werden in der Hauptsache die Besonderheiten der Wasserkraftanlagen der Sugarloaf-Rubicon-Gruppe in Australien beschrieben.

Vier und schließlich sechs selbsttätige Stationen werden von einem Punkt aus betätigt und geregelt werden. Dieselben sind mit Fernsicherheitsvorrichtungen, Fernanlaß-, Fernstillsetz- und Fernbelastungsregelvorrichtungen ausgestattet. Die Verfahren zur gleichzeitigen Betätigung sind verschieden in den einzelnen Stationen, welche sowohl mit Francis-, als auch mit Pelton-Turbinen ausgestattet sind.

Der Aufsatz enthält drei schematische Darstellungen entsprechend den drei verwendeten verschiedenen Stationsarten und gibt ein Bild der Reihenfolge der Handgriffe für das normale Anlassen und Stillsetzen, für das Stillsetzen im Falle der Not und für die Handbetätigung, falls diese notwendig ist.

Während das normale Arbeitsverfahren bis ins einzelne beschrieben ist, sind die baulichen Einzelheiten der verschiedenen Teile nicht erörtert, da es der Zweck des Aufsatzes ist, die Aufmerksamkeit auf die in den Anlagen verwendeten Grundideen zu lenken. Auch die besonderen Eigenschaften der Turbinen sind nicht erwähnt, da sie kein besonderes Interesse bieten.

Die Regelvorrichtungen umfassen Öldruckregler gewöhnlicher Bauart und die Selbsttätigkeit der Regler wird durch eine Anzahl von einzelnen Zusatzteilen, welche an den Reglern gewöhnlicher Bauart angebracht werden, bewirkt, so daß dieses System anpassungsfähig ist, da Zusatzvorrichtungen für besondere Zwecke eingebaut werden können. Die verschiedenen Sicherheitsvorrichtungen sind elektrisch verbunden und arbeiten alle durch Stromunterbrechung.

Die kleineren Stationen in diesem System werden gewöhnlich alles verfügbare Wasser verbrauchen und es ist daher noch ein Schwimmer vorhanden, um sicher zu sein, daß die verschiedenen Turbinen dieses Wasser auch verbrauchen. Ist jedoch eine Station aus irgendeinem Grund außer Betrieb gesetzt, wird das Wasser bei Niederdruckpumpen durch ein Hilfsventil zu den tiefer liegenden Stationen an demselben Stromlauf oder durch Ablenken des Wassers von den Rädern in die Hochdruckstationen abgeleitet. Das ganze System bietet daher viele Möglichkeiten und Mannigfaltigkeiten.

Great Britain

Remote Metering

British National Committee

F. H. Clough

The need for Remote Metering exists chiefly in large inter-connected electric systems where several power stations operate in parallel and supply a common distribution system.

For long distance transmission, remote metering is more difficult and usually, reliable telephone communication is all that is needed on such systems, but where several power stations supply a common distribution system, it becomes necessary to have a Central Control Office where indications can be given of the total amount of load on the system and the amount of power supplied by each station. The Control Engineer can then give instructions to the various power stations which will enable each of these stations to supply power to the best advantage and to adjust the power factor and voltage according to the needs of the system so that the system operates in the most satisfactory manner.

Alternating current is not suitable for transmitting indications from the various power stations to the Central Control Office unless the distance is quite short; and therefore either low frequency impulse currents or direct currents are used. Several systems for transmitting and receiving indications have been devised and described in recent papers, and reference to some of these papers is given below¹.

The impulse methods are most suitable for long distances as these methods are not affected by variations in the transmitting circuit. At the receiving end these variable frequency impulses are converted either mechanically or electrically into suitable instrument indications. This system of telemetering interferes with the use of a common circuit for telephoning unless carrier currents are used, and also summing arrangements are rather complicated.

For the distances usually encountered in industrial areas direct current transmission of indications can be used. The current consists of a few milliamps only, and is proportional to the quantities required and can be sent over telephone lines. Of the direct current system two types have been used. In the first the movement or torque of the initi-

¹ A. Palm, E. U. M., 19th August 1928; *Journal A. I. E. E.*, March 1929; *Wensley*, 1929; *Keinath*, E. T. Z., 17th October 1929.

ating instrument is matched by the movement or torque of a small direct current instrument; so that the direct current in this latter instrument is proportional to the quantity to be transmitted, and in the second, the original alternating current is rectified by some suitable means before transmission. In the balanced torque or balanced current system of direct current transmission a high degree of accuracy can be obtained, as the indications are only influenced by leakage in the line. All sorts of indications can be transmitted if desired, such as Voltage, Kilowatts, Boiler Pressure, etc.

In the rectified current systems of direct current transmission rectification can be done either by static rectifiers such as thermionic valves, etc. or may be done mechanically by rectifying commutators. With static rectifiers no cognisance can be taken of the phase of the originating alternating current, whereas with a synchronously revolving commutator this can be done. In the system due to the Author two commutators are provided and so arranged that one gives the power component of the originating current and the other the quadrature or out of phase component of the same current. Further, this latter arrangement enables the receiving instrument to indicate the direction of flow of both components of the current.

In order to obtain the highest reliability and avoid undue cost a remote metering system should be as simple as possible; and in the Author's opinion it is only necessary that the following indications of a power system should be transmitted automatically:

1. Power supplied to the system by each generating station.
2. Quadrature Kva or current, leading or lagging, from each generating station.
3. Power flow, positive or negative, at the principal distribution points.
4. Quadrature Kva or current, leading or lagging at the principal distribution points.
5. Position of the chief circuit breakers whose operation may affect the distribution of load in the system.

If the total power or quadrature Kva of the system is desired this can be readily done by summing at the Control Office the indications from the various power stations. Some engineers consider that tap positions of transformers should be indicated — this can be done without much additional complication but as such tap positions are usually altered manually, such indications can be given over the telephone. All other indications, such as number of machines or boilers in service, steam pressure, voltage on bus bars, integrating wattmeter readings, etc. should be given verbally over the telephone. Frequency indication can be taken from the system's supply at the Central Office. Adjustments of the voltage at any point of the system are made in collaboration with the Control Engineer who can see immediately on his instruments the changes which such adjustments cause in the quadrature currents. The proper adjustment of the quadrature component of the current at all parts of the system rendered possible by suitable instruments at the

Central Control Office is of very considerable importance, as serious trouble may be experienced by an unsuitable power factor at some point in the system, and generators may be either over-excited or else liable to fall out of step due to under-excitation.

In the Central Control Office there should be a large diagram of the power system with indicating lamps for the principal circuit breakers, these lamps being operated either automatically, or manually by the Control Engineer in response to information received over the telephone. There should also be indicators to show transformer tap positions, number of generators in service, etc. On suitable panels will be arranged indicating instruments so that they may be readily seen by the control engineer. The Central Control Office installed by the London Power Company is a good example, and has been described recently in the technical press².

Of the balanced current type of direct current instrument the Midworth Repeater made by Messrs. Evershed and Vignoles has been used

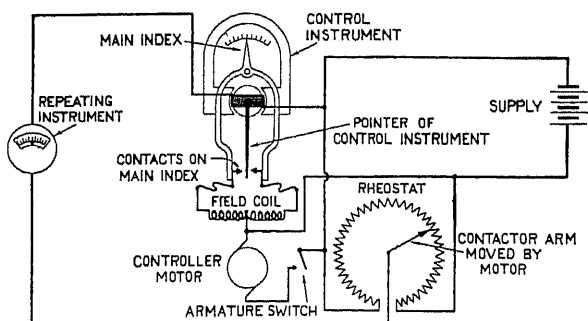


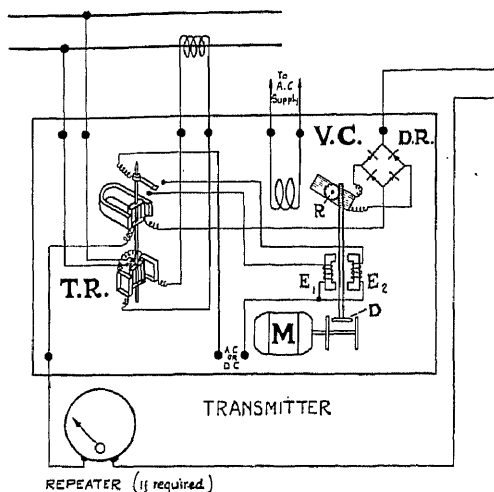
Fig. 1. Midworth's Distant Repeater. Explanatory Diagram of Connections.

considerably in England. Fig. 1 gives an explanatory diagram of connections from which the general principles of operation can be seen. Any movement of the initiating or main index causes a change in current through the control instrument and repeating instrument, so that this current and consequently the indication of the repeating instrument is always proportional to this initial movement. The accuracy of this repeater is high as the current is not affected by variation of the auxiliary supply voltage nor resistance of the communication circuit. Leakage in this circuit can cause errors, but these errors are not usually serious.

Another D. C. type remote metering instrument is made by Messrs. Everett-Edgcumbe & Co. An explanatory diagram is given on Fig. 2. At *TR* is represented diagrammatically a Wattmeter element, carrying on the same spindle the Direct Current controlling element. As soon as contact is made, owing to a change in the power to be transmitted, one or other of the two electro-magnets, E_1 or E_2 , is energised, and this draws over the disc *D* into contact with one or other of the two discs carried on the spindle of the continuously running motor, *M*. In this

² Electrical Review, 20th Dec. 1929.

The Author's synchronous rectifier as made by the British Thomson-Houston Co. is shown in fig. 3 and a diagram of connections is given in fig. 4. As will be seen it consists of a small 4 pole synchronous motor carrying two commutators and brush gear. The motor is supplied with



M Continuously running motor. *TR* Transmitting Relay (Power, Reactive K.V.A., Power Factor, Steam Pressure etc.). *VC* Variable ratio Converter furnishing a direct current proportional to the quantity to be transmitted.

The synchronous motor runs in synchronism with the station voltage and has a definite phase relation to this voltage. The commutator, therefore, runs in phase with the supply voltage and is adjusted in such a way that when the current is in phase with the voltage i. e. when the power factor of the power supply is unity the rectified current will be

a maximum. If the power factor changes so that the current makes a phase angle Φ with the voltage, the rectification takes place at a different point in the current wave as the commutator is still in phase with the voltage. It can be readily shown that the resultant value of the rectified

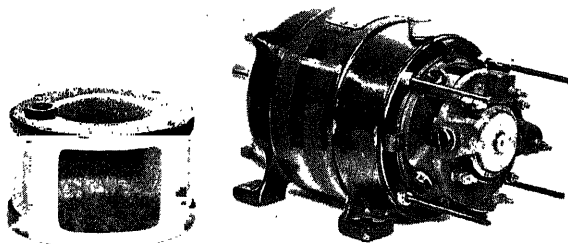


Fig. 3. Clough Synchronous Rectifier.

current now has a value proportional to $\cos \Phi$ i. e. the value of the rectified current is proportional to the power component of the current. Reversal of direction in the power flow gives a reversal in direction of the rectified

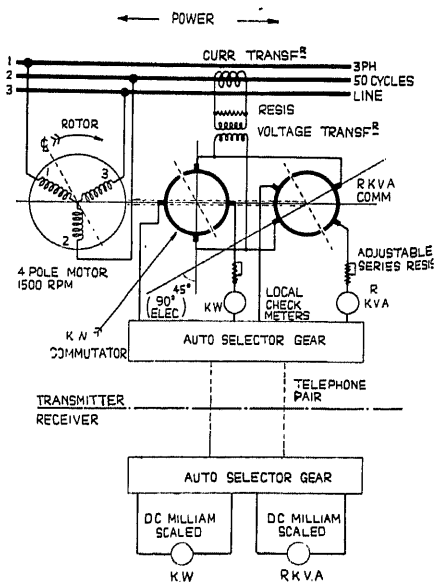


Fig. 4.

current. The second commutator is arranged at 90 electrical degrees to the first and will give a rectified current proportional to $\sin \Phi$ i. e. the rectified current from this commutator is a measure of the quadrature or out of phase component of the current in the power circuit. As in the

case of the first commutator a change of phase in the current from leading to lagging or vice versa causes a reversal in the direction of the rectified current. In both cases centre zero receiving instruments can be used if desired. Fig. 5 shows how rectification takes place for various values of displacement between voltage and current for both commutators.

Summation at the sending end can be arranged by series connection of the small auxiliary voltage transformers; and in many cases existing current transformers can be used if desired as the burden is small. The indications respond practically instantaneously to any alteration in power flow so that the control engineer can see the result of his instruc-

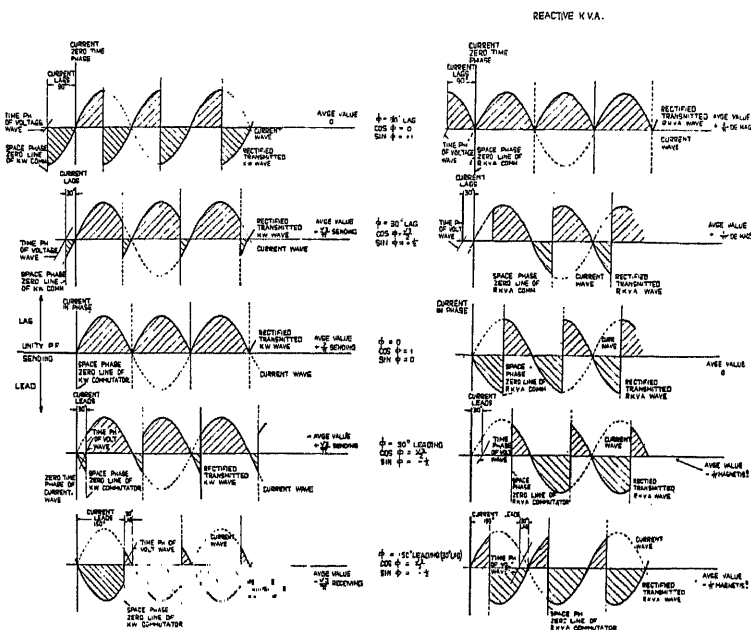


Fig. 5.

tions as they are carried out on the instruments before him and can modify the instructions if the result is not satisfactory.

The inherent accuracy of the rectifier is reasonably good as will be seen from the curve in Fig. 6 but the indications at the Control Office are affected by variations in the resistance in and by leakage from the transmitting circuit. These errors can usually be kept small so that the instrument can give indications sufficiently accurate for practical purposes. An adjustable resistance is provided to enable corrections to be made in case another transmitting channel is used or for small variation in resistance or leakage. The receiving instrument can be calibrated over the telephone from wattmeter readings if necessary.

There are numerous methods for obtaining the oil switch position indication, for transmitting the load meter readings and for establishing

a telephone communication between the distant stations and the control office, all of which endeavour to provide these facilities over as few line wires as possible. Owing to the length and cost of these lines the number used should be limited to three between the central control station and each substation. Where the conditions are such that earth return working can be employed without risk of interference due to stray earth currents, a further economy in the line cost can be effected and the system operated on two line wires and an earth return.

The apparatus used for the selection of the various metering and indication devices is generally similar to the type used in connection with automatic telephony. A system designed by the Standard Telephones & Cables Ltd. is described briefly.

This system has been especially developed to meet the requirements of a large interconnected power system and operates over a pair of line

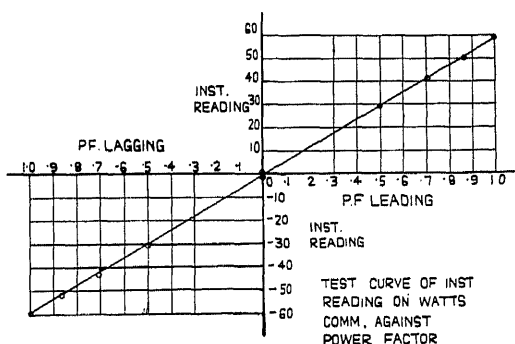


Fig. 6.

wires utilising earth return, or a third line, connecting each station to the central control office.

The facilities that can be provided are briefly:

- Telephone communication between each station and the control office, either station being able to originate a call.
- Automatic indication of the oil switch positions and transformer tap position at the control office.
- Semi-continuous indication at the control office of the summated load readings, and quadrature component readings whether input or output from each station.
- Continuous indication of either the summated load or quadrature component readings from any station at the discretion of the Controller.

With regard to c. the term "Semi-continuous" has been coined to express a practical approximation to continuous and simultaneous indication of both load and quadrature component readings which is obtained by indicating each readings for $2\frac{1}{2}$ s in every 8 s alternately, on instruments which are free to change during the period when they are connected to the lines, but in which the needles are automatically

clamped in the ultimate position attained at the end of the $2\frac{1}{2}$ s. As a general rule, the readings do not fluctuate very rapidly during a period of 8 s and since this method provides a means of resetting the indicators once during this period the approximation to continuous metering may be considered close enough for all practical purposes. Further the facility d. enables the controller to obtain continuous indication of either reading, to the exclusion of the other, should he desire it at a time when conditions on the system are not entirely normal and more rapid fluctuations may be expected.

An important facility is that the semi-continuous or continuous meter indications can be obtained simultaneously over the two lines with a telephone conversation. Thus the controller may be imagined issuing instructions to the engineer in charge of a particular station, and obtaining an immediate indication on the load meter for that station of the effect, with an indication by the meters of the other stations of the effect on the whole network.

A further important point covered by the system is that the indication of an oil switch position change or change in a transformer tap automatically takes precedence over either meter indications or telephone conversations, both being cut off from the lines until the indication has been completed. As the time occupied to indicate a change is only nine seconds however, the interruption cannot be considered objectionable even to a telephone conversation particularly since both telephones and meters in their correct sequence are automatically reconnected at the conclusion of the indication.

The method employed for indicating the oil switch and transformer tap positions is to transmit from the station to the control office a sequence of current impulses in a code, particular to the switch or tap position, which is received on selective devices to cause the corresponding change in the indicating lamps on the Control Diagram Board. These impulses are transmitted over the two lines in series, an earth return circuit only being employed to cut off, temporarily, the meter indicating devices or telephones which may be connected to the lines.

The meter indicating devices are connected to the lines by the transmission of a coded sequence of impulses from the control office, over the two lines in parallel utilising an earth return, to the distant station. Selective devices at this station are operated by these impulses to connect the meter indication transmitter selected to the lines, the meter indication recording instrument having been simultaneously connected to the lines at the control office and the clamping device on the needle released.

The indication of the load or quadrature readings is then effected over the two lines in series, the method employed being by the transmission of a small direct current proportional to the value to be indicated and generated by the synchronous rectifier previously described.

The telephone communication is accomplished over the two lines in series the instrument being connected to the lines through condensers superimposed upon the small direct currents of the meter indications

and unaffected by the impulses transmitted over the two lines in parallel for the selection of the meters.

The method employed for telephone calling is to utilise a code of impulses, transmitted in an exactly similar way as for the selection of the meter indicating devices, when the control office desires to call the station, or in the case of the station desiring to call the control office, transmitted and received by the same apparatus as for switch indications. This particular code will operate the selective apparatus so that the telephone bell is rung by means of a local battery at the called

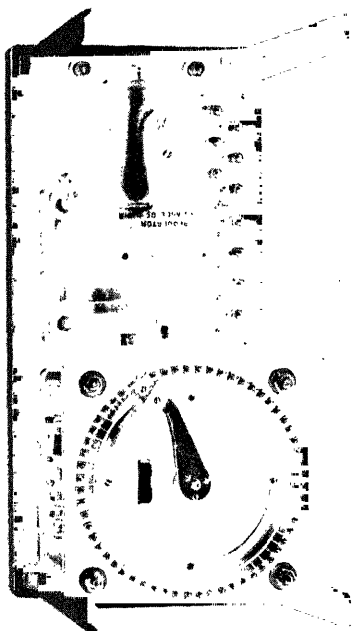


Fig. 7. Impulse Transmitter.

station, the circuit being arranged so that the bell continues to ring after the code is completed until the receiver is lifted from the switch hook.

For the transmission of the impulses a speed of 7 per second is used, the impulses being generated by a motor driven Impulse Transmitter. In the case of semi-continuous indication of the meter readings, the impulse transmitter at the control office sends out the impulse trains to select first the load and then the quadrature component indicating devices alternately and continuously. In the case of the oil switch and tap position indications the impulse transmitter for originating the required impulse trains is situated at the generating station and automatically starts up and stops at the beginning and end of each indication.

Fig. 7 shows an impulse transmitter, fig. 8 a selector for receiving the impulses and operating the desired local circuit, and fig. 9 a bank of ordinary telephone relays illustrating the method of jack mounting so that they can be readily replaced in a circuit without interfering with any wiring should adjustments become necessary. The impulse transmitter consists essentially of a constant speed motor driving a brush arm, through a reduction gearing, to that it connects a ring of segments in turn to a common ring. By connecting the segments to a battery in a certain order representing the code to be transmitted, a relay connected to the common ring is made to pulse in accordance with the code as the brush arm passes over the segments. The whole assembly is provided with a dust proof cover.

The selector which receives the alternating impulses is connected across the impulsing circuit in series with a condenser. The magnetic circuit of the selector consists of a permanent magnet embracing the windings mounted side by side and a centrally pivoted armature, the air gaps between the permanent magnet, the armature and the pole tips of the winding cores being comparatively large. The armature is normally held equidistant from the two pole tips by a spring and is arranged to operate a stepping mechanism which will rotate the wheel carrying the contact arm whenever the armature deflects towards either pole tip. That is to say the mechanism translates a rocking movement of the armature so that the contact arm is rotated continuously towards the position in which it will close the desired local circuit.

By energising the windings in series with a condenser, the armature is "kicked" towards each pole tip in turn as the battery is reversed for each impulse. The inclusion of the condenser prevents the armature being held to the pole tip by battery and provides the condition that the impulses must be received at such a speed so that the armature may obtain a regular oscillatory motion. The coding is obtained by inserting pauses in the impulse train which causes the armatures of all selectors to assume the normal position and enables those selectors set for the code to hold during the pause, whilst the rotating arms of those not so set return to the initial position under the action of a spiral spring. Setting the selector for a code is achieved by inserting pins in the holes provided in the rim of the wheel so that a spring will engage with a pin after a certain number of impulses have been received, preventing the wheel from returning to its initial position when the armature moves to the central position and frees the stepping mechanism and wheel.

Each selector has four fixed contacts and depending upon the number of impulses and the code received will close a local circuit through one of these via the rotating contact arm. For the indication of the coil switch and transformer tap positions a number of the selectors are, therefore, required each indicating the position of two switches or its equivalent in transformer tap positions. In the case of the selection of meters, where only two readings are required from the station, i. e. total load and the summated quadrature component, only one selector is required, one contact being used for connecting the load recording

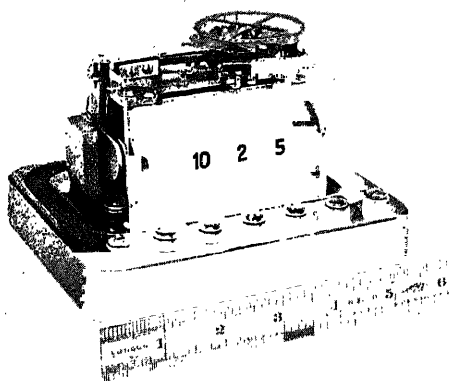


Fig. 8. Impulse Receiving Selector.

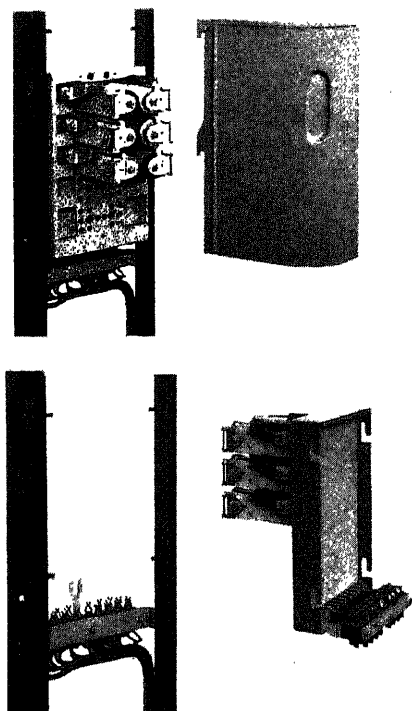


Fig. 9. Telephone Relays showing Jack Mounting.

apparatus, one for connecting the K. V. A. sin ϕ recording apparatus, a third for disconnecting either of these from the lines and the fourth circuit being utilised for ringing the telephone bell.

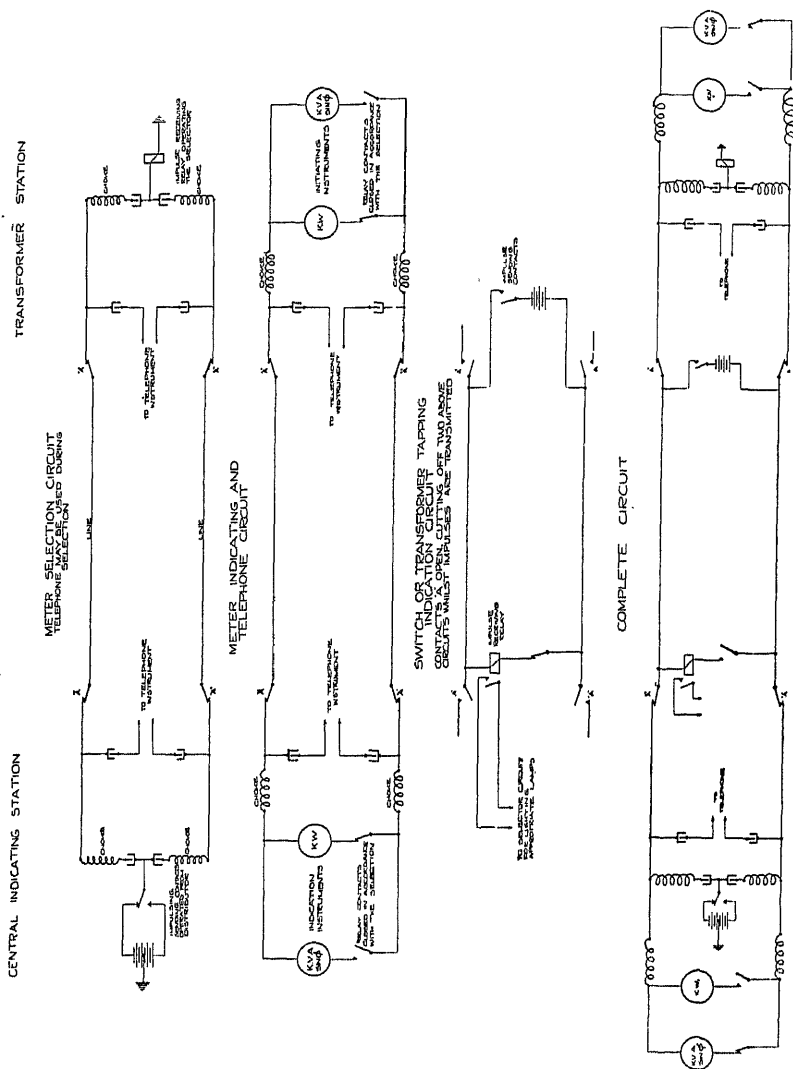


Fig. 10.

The circuits employed by the system have been reduced to a schematic form which illustrates the circuit over the line wires for each facility. The first diagram of fig. 10 shows the meter selection circuits operated through the back contacts of relays shown at A. The impulses being transmitted from the earthed centre point battery at the Central Indicating Station over the two lines in parallel through the condensers and

choke coils at each end, through the polarised impulse receiving relay to earth. This relay has a similar magnetic circuit to the selector and operates on the condenser discharge and charge currents, relaying on the impulses to the selectors which are connected in a local circuit (not shown). It should be noted that during this transmission a telephone conversation can be conducted between the two stations.

The next circuit illustrates the meter indication over the two line wires. This consists of a straight series circuit through the K.W. instruments at each end of the lines, the direct current transmitted from the power station passing through the choke coils, which prevent the metering apparatus shunting the telephone instruments. When it is required to obtain the quadrature component reading the relay contacts will operate to open the K.W. instruments and close the circuit through the K. V. A. sin Φ instruments.

The third circuit illustrates the indicating circuit for oil switch and transformer tap position. This circuit is established whenever a change in position has occurred and relays at each station open circuit the apparatus depicted in the first two diagrams by opening the contacts marked "A". A battery and pair of impulsing contacts, which are operated by a relay connected to the impulse transmitter, are connected across the line wires at the transformer station and an impulse receiving relay at the control station. The impulse receiving relay transmits the impulses into a local circuit at this station for operating the selectors.

A combined circuit is shown in the fourth diagram in which the interrelation between the three other circuits is clearly shown.

The Author wishes to acknowledge his indebtedness to Mr. E. M. S. McWhirter for the description of the selective apparatus in the latter part of the paper. He also wishes to thank Messrs. The British-Thomson Co., Messrs. Standard Telephones and Cables Ltd., Messrs. Evershed and Vignoles and Messrs. Everett-Edgcumbe for permission to include descriptions of various apparatus made by them.

Zusammenfassung

Ein Bedürfnis für Fernmeßanlagen besteht hauptsächlich in großen vermaschten elektrischen Leitungsnetzen, in denen mehrere Kraftwerke parallel arbeiten und ein gemeinsames Verteilungsnetz speisen.

Auf langen Fernleitungen bietet die Fernmessung größere Schwierigkeiten, und gewöhnlich kommt man dort mit einer zuverlässigen Fernsprechverbindung aus. Wenn dagegen mehrere Kraftwerke ein gemeinsames Verteilungsnetz speisen, ergibt sich die Notwendigkeit, eine Zentralkommandostelle zu schaffen, in der die Gesamtbelastung des Netzes und der von jedem Kraftwerk zu deckende Lastanteil angezeigt werden. Der Lastverteiler ist dann in der Lage, den verschiedenen Kraftwerken Anweisungen zu geben, nach denen jedes Kraftwerk in wirtschaftlichster Weise seinen Lastanteil übernimmt sowie seinen Leistungsfaktor und seine Spannung den Netzverhältnissen anpaßt, sodaß die Anlage in der günstigsten Weise arbeitet.

Die Meßgrößen der verschiedenen Kraftwerke lassen sich nicht in Form von Wechselstrom zur Lastverteilerstelle übertragen und müssen daher in irgendeine andere Übertragungsform umgewandelt werden. Hierfür sind verschiedene Systeme entwickelt worden, und für die Übertragung auf weite Entfernungen kommen im

allgemeinen Impulsverfahren in Betracht, bei denen die Zahl der Impulse der zu übertragenden Meßgröße proportional ist. An der Empfangsstelle müssen diese Impulse entweder elektrisch oder mechanisch in Instrumentausschläge umgewandelt werden.

Für kürzere Entfernungen, also hauptsächlich die obenerwähnten Netzarten, kann auch Gleichstrom Verwendung finden. Die Stromstärke beträgt hierbei nur wenige Milliampere und ist proportional den zu übertragenden Meßgrößen. Die Übertragung kann dabei über Fernsprechleitungen erfolgen. Für die Fernmessung mittels Gleichstrom gibt es zwei charakteristische Systeme: bei dem ersten wird das Drehmoment des Geberinstruments durch das eines kleinen Gleichstrominstruments ausgeglichen, dessen Strom zur Lastverteilerstelle übertragen wird; bei dem zweiten wird der Wechselstrom des Geberinstruments auf geeignete Weise gleichgerichtet und dann fernübertragen.

Ein vom Verfasser entwickeltes und von der British Thomson-Houston Company ausgeführtes System der zuletzt genannten Art wird beschrieben.

Ein an den Sammelschienen des Kraftwerkes liegender kleiner Synchronmotor treibt zwei mechanische Gleichrichter-Kommutatoren. Durch geeignete Einrichtungen wird erreicht, daß der eine dieser Kommutatoren die Leistungskomponente des vorhandenen Stromwandlern entnommenen Stromes liefert, während der andere das Quadrat dieses Stromes liefert. Durch einfache Mittel wird erreicht, daß die Ströme sämtlicher in einem Kraftwerk vorhandenen Generatoren und in gleicher Weise die Ströme sämtlicher Kraftwerke in der Lastverteilerstelle summiert werden können. Die Anzeige erfolgt normal punktweise (intermittierend), aber schnell genug, um praktisch fortlaufend (kontinuierlich) zu erscheinen. Zu Zeiten, in denen Veränderungen in der Lastverteilung vorgenommen werden, kann die Anzeige auch tatsächlich fortlaufend erfolgen. Die Anzeigeeinstrumente haben den Nullpunkt in der Mitte und gestatten die Ablesung positiver und negativer Werte der Leistung und des Quadrates des Stromes. Der Lastverteiler kann daher in jedem Augenblick den genauen Belastungszustand des Netzes übersehen, und im Falle einer Störung erkennt er sofort den neuen Belastungszustand und kann, ohne sich vorher telephonisch oder auf andere Weise über die neue Lastverteilung unterrichten zu müssen, sofort seine Anweisungen an die Betriebsleitungen der einzelnen Kraftwerke geben.

Neben den Fernmeßeinrichtungen sind Zusatzeinrichtungen erforderlich, welche die Anzeige von Schalterstellungen ermöglichen, Fernsprechverbindungen und das Zusammenschalten von Meßinstrumenten mit ihren zugehörigen Instrumenten auf der Empfangsstelle gestatten. Diese Einrichtungen ähneln im allgemeinen den in der automatischen Telephonie benutzten, und es sind verschiedene Systeme für diesen Zweck entwickelt worden. Das System der Standard Telephones and Cables Ltd. wird beschrieben, und es werden Einzelheiten der verschiedenen Impulseinrichtungen und der Empfangsrelais angegeben.

Es ist erwünscht, daß die Zahl der Hilfsleitungen zwischen der Lastverteilerstelle und den verschiedenen Kraft- und Unterwerken nicht mehr als zwei, höchstens drei beträgt.

In der Lastverteilerstelle ist ein Impulsgeber erforderlich, der die Leistungs- und Strom-Fernmeßinstrumente mit ihren entsprechenden Geberinstrumenten verbindet; in jedem Kraftwerk ist ein ähnlicher Impulsgeber notwendig, der beim Öffnen oder Schließen eines Schalters oder bei Betätigung eines Anzapfschalters an Transformatoren in Tätigkeit tritt und der auch zur Herstellung telephonischer Verbindungen mit der Lastverteilerstelle benutzt wird.

Schweiz

Die elektrische Fernmessung unter besonderer Berücksichtigung der Summenfernmessung und ihre Bedeutung für die Elektrizitätswirtschaft

Schweizerisches Nationalkomitee

Dipl.-Ing. W. Janicki

1. Begriffsbestimmung

Infolge der Vermehrung der Elektrizitätswerke, ihres wachsenden Zusammenschlusses und der Verflechtung weitverzweigter Elektrizitätsnetze zu engmaschigen Gebilden und infolge des gesteigerten Bedürfnisses nach einer zentralisierten und dauernden Überwachung der Spannungen, Ströme, Leistungen, Arbeitsmengen und Frequenzen an den verschiedenen Stellen des Netzes ist die Frage der Fernmessung und der Fernsummenmessung in den letzten Jahren immer aktueller geworden. Es läßt sich dabei feststellen, daß die aus Gründen der Betriebssicherheit eingeführte unterteilte Mehrfachspeisung das Bedürfnis nach Ausgestaltung der Fernmessung noch erheblich gesteigert hat. Es ist dies sowohl bei den städtischen als auch bei Überland- und Landesversorgungsnetzen immer mehr als Regel zu betrachten, daß die Versorgungssysteme in mehreren Punkten erfaßt und ihnen von mehreren Seiten Strom zugeführt wird, wobei die zugeführte Leistung oder Arbeitsmenge häufig verschiedenen Kraftwerken entstammt. Dieses gesteigerte Bedürfnis und die Vergrößerung des Anwendungsgebietes der elektrischen Fernmessung haben zuerst in den Vereinigten Staaten und nachher in Europa den Anstoß zur Ausarbeitung einer ganzen Reihe verschiedener Verfahren gegeben, die im nachfolgenden einer kurzen Besprechung unterzogen werden sollen.

Man muß bei der Fernmessung unterscheiden zwischen der Übertragung von Energiemengen, also von kontinuierlich registrierten Größen und von sprunghaft ferngeleiteten Angaben, also von Zeigerstellungen verschiedener Apparate zur Angabe von Leistung, Frequenz, Strom, Spannung usw. Ein Elektrizitätsfernübertragungssystem umfaßt in seiner allgemeinsten Form einen Sender, der elektrisch durch eine oder mehrere Leitungen mit einem in einer gewissen Entfernung angebrachten zweiten Apparat, dem sogenannten Empfänger, verbunden ist. Der Apparat, dessen Angaben übertragen werden sollen, der in der Folge als Richtungsapparat bezeichnet werden soll, ist meistens durch mecha-

nische Mittel mit dem Sendeapparat verbunden, der sich in seiner unmittelbaren Nachbarschaft befindet.

Das Übertragungsproblem gestaltet sich im allgemeinen einfach, wenn der Richtapparat instande ist, ein beträchtliches Drehmoment zu liefern, oder, allgemeiner gesprochen, wenn sein bewegliches System in der Lage ist, einen erheblichen Widerstand zu überwinden, ohne eine merkliche Veränderung derjenigen Stellung zu erleiden, die es annehmen würde, wenn es diesen Widerstand nicht zu überwinden hätte. Zu dieser Kategorie gehören im allgemeinen die mechanischen Richtapparate, wie Wasserstands- und Schieberstellungsanzeiger, Befehlsübertragungsapparate, Ferndruckanzeiger usw.

Die modernsten bis heute entwickelten Fernübertragungssysteme müssen vor allem jedoch auch da verwendet werden können, wo der Richtapparat nur eine beschränkte Kraft aufbringen kann, beispielsweise in dem Falle, wo er durch einen elektrischen Meßapparat gebräuchlicher Bauart gebildet wird.

Die Grenzen des Übertragungsbereiches von Meßgrößen ohne das Treffen besonderer Maßnahmen sind in erster Linie durch die technischen Daten der Übertragungsleitung bestimmt. Der Abstand, auf welchen man eine Gleichspannung E mit Hilfe einer Hin- und Rückleitung von bestimmtem Querschnitt messen kann, wird festgelegt durch den Stromverbrauch I des Meßinstrumentes und durch den Umstand, daß die Veränderung ΔR des Widerstandes der gekuppelten Verbindungsleitungen zufolge einer Temperaturveränderung Δt nicht zu groß sein kann in bezug auf den Totalwiderstand R des Meßinstrumentes und der Verbindungsleitung.

Während das Übertragen und Messen von nicht zu großen Gleichspannungen auf ziemlich beträchtliche Entfernungen keine Schwierigkeiten bereitet, verhält es sich beim Messen von Strömen vollständig anders. Selbst durch die Wahl noch so empfindlicher Meßinstrumente und von Shunts mit besonders großen Spannungsabfällen, beispielsweise von 1 V, gelangt man offenbar sehr schnell zu einer äußersten Grenze. Dasselbe gilt noch mehr für Wechselstrom. Die Impedanz zwischen den Klemmen eines Stromwandlers soll auch aus vielen Gründen keine zu großen Werte annehmen. Selbst mit abnormalen sekundären Stromstärken von 0,5 bis 1 A kann man noch keine großen Abstände überbrücken. Dazu gesellt sich noch aus wirtschaftlichen Gründen der Wunsch nach einem möglichst kleinen Querschnitt der Leitungen und nach der Möglichkeit ihrer gleichzeitigen Verwendbarkeit als Fernsprechleitungen. Außerdem macht sich, selbst bei Spannungsmessungen, der störende Einfluß der Kapazität der Verbindungskabel geltend und fällt erschwerend ins Gewicht.

Die direkte Fernmessung anderer Größen als Strom und Spannung, z. B. der Leistung, bietet noch die weitere Schwierigkeit, daß man mehr als 2 Leitungen notwendig hat. Deshalb muß man, wie nachher geschildert wird, in diesem Falle schon sehr bald zu den eigentlichen Fernmeßmethoden greifen (sog. indirekte Meßmethoden), wobei man sowohl kontinuierlichen Gleich- oder Wechselstrom von niedrigen wie von hohen Frequenzen, also Stromimpulse, anwendet.

Gleichstrom kann allein auf Telephonleitungen, auf denen keine Kabeltransformatoren vorkommen (sog. „Übertrager“), gebraucht werden; er erfährt keinen nachteiligen Einfluß von der Kapazität der Leitung und hindert auch nicht am Sprechen. Aus diesem Grunde soll man bei Gebrauch von Wechselstrom womöglich mit der Frequenz unter 100 Hz bleiben, dabei aber andererseits nach Möglichkeit dafür Sorge tragen, nicht die Netzfrequenzen zu gebrauchen, weil dann sonst Störungen durch den Starkstrom auftreten können.

Für Gleichstrom bestehen allerdings viel empfindlichere Instrumente als für Wechselstrom; demgegenüber steht aber der Vorteil des Wechselstromes, daß seine Frequenz direkt als Maß für die zu übertragende Größe dienen kann. Dieser Frequenzbereich ist nicht, wie z. B. die Stromstärke, abhängig von der Impedanz oder von Isolationsfehlern der Leitung oder von der Größe der zu übertragenden Netzspannung. (Bezüglich Angaben über die Grenzen der Übertragungsmöglichkeiten ohne besondere Maßnahmen vergleiche Literaturverzeichnis Nr. 13 und 23.)

2. An die Fernmeßverfahren zu stellende Anforderungen

Die Anforderungen, die von den Werken an die in der Praxis zu verwendenden Fernmeßverfahren gestellt werden, lassen sich folgendermaßen kurz zusammenfassen:

1. Übertragungsleitungen.

Die Übertragung muß möglich sein:

- a. auf Schwachstromfreileitungen und Kabeln, auch wenn sie durch sog. „Übertrager“ (Transformatoren) unterteilt und abgeriegelt sind;
- b. auf Hochfrequenzleitungen;
- c. auf Hochspannungstelephonleitungen;
- d. sie muß auch bei Kombination von a, b, c möglich sein und den Vorschriften der Post- und Telegraphenverwaltungen der betreffenden Länder genügen.

2. Während der Meßübertragung muß *gleichzeitiger Fernsprechverkehr* auf derselben Leitung möglich sein (*Simultanbetrieb*). Der Anruf darf nicht gestört werden, darf aber auch seinerseits die Fernmessung nicht beeinträchtigen.

3. *Summenmessung* der von verschiedenen Linien nach einem zentralen Punkt übertragenen Angaben muß möglich sein (Summierfähigkeit von Einzelangaben).

4. Die Fernmeßmethoden müssen sich verwenden lassen für die *Übertragung von Angaben auf betriebstechnischem und auf verrechnungstechnischem Gebiet*. Für die zentrale Betriebsleitung kommen in Frage in erster Linie Leistungsangaben, in zweiter Linie Strom, Spannung, Leistungsfaktor und Frequenzangaben, in dritter Linie Arbeitsmengenangaben.

5. Meßgenauigkeit.

Der zusätzliche Fehler in der Meßgenauigkeit der Fernübertragung soll ca. $\pm 3\%$ im Maximum nicht überschreiten und auch bei stärksten Temperaturschwankungen und sonstigen Witterungseinflüssen, denen

die Übertragungsleitungen unterliegen, nicht größer werden. Bei Spannungs- und Frequenzmessung muß er auf $\pm 0,5\%$ bis höchstens $\pm 1\%$ des Sollwertes beschränkt werden.

6. Methoden, die den gestellten Anforderungen genügen und außerdem die Übertragung mehrerer Meßangaben auf der gleichen Leitung übertragen, werden stets vor anderen Verfahren den Vorzug verdienen (11, 48)¹.

3. Überblick über die wichtigsten bisher bekanntgewordenen Fernmeßverfahren

Selbsttätige Umformung der Meßgrößen in Gleichstrom ohne Verwendung von Hilfsstromquellen

Da die Verwendung von Gleichstrom die Übertragung von Meßgrößen auf bedeutend größere Entfernungen gestattet als die von Wechselstrom, bedient sich eine Reihe von Verfahren der selbsttätigen Umformung der Meßgrößen in Gleichstrom ohne Verwendung besonderer Hilfsquellen. Dazu gehören in der Hauptsache das *Gleichrichterverfahren* (3, 23, 29), das *Verfahren von Fawsett* (13, 23) und das *Telewattsystem* (4, 44 bis 49).

a. *Verwendung von Gleichrichtern*. Für die Umformung der Meßgröße selbst in Gleichstrom, also die Erzeugung einer der Meßgröße proportionalen Gleichspannung ohne Hilfsbatterie, lassen sich bei Strom- und vor allem bei Spannungsmessungen mechanische oder elektrolytische Gleichrichter (Trockengleichrichter und thermoionische Gleichrichter) verwenden. Allerdings werden dabei nur die arithmetischen Mittelwerte statt der effektiven Werte erfaßt.

b. *Thermoumformerverfahren*. Das von *Fawsett* von der New Castle-on-Tyne Electric Supply Company in Verbindung mit der Cambridge Instrument Company ausgearbeitete Verfahren verwendet sog. Thermoformer, d. h. Heizdrahtanordnungen, bei denen die erzeugte Gleichspannung einerseits proportional mit dem Quadrate des Stromes oder dem Quadrate der Spannung und andererseits proportional mit der Leistung zunimmt. Allerdings ist die auf diese Weise erzeugte EMK nur von der Größenordnung von 20 bis 50 mV, so daß hochempfindliche Empfangsinstrumente benutzt werden müssen und infolgedessen die überbrückbaren Entfernungen höchsten 10 bis 20 km betragen.

c. *Telewattsystem* (4, 10, 13, 23, 24, 25, 44 bis 49). Bei dem Fernmeßsystem *Telewatt* wird auf die Achse eines Induktionsmotorzählers ein kleiner selbsterregter Gleichstromgenerator aufgesetzt, dessen EMK proportional der Umdrehungszahl der Zählerachse und damit bei einer Leistungsübertragung dieser proportional ist. Die Gleichstromdynamo selbst ist ihrerseits ein Zähler und gibt bei voller Drehzahl eine Spannung von etwa 1 V ab. Der Aktionsradius beträgt etwa 100 km. Als Anzeiginstrument dient ein empfindliches Drehspulgalvanometer, dessen Skala in Kilowatt geeicht ist. Bei registrierenden Instrumenten kann auch fortlaufend die Energieabgabe aufgezeichnet werden. Es lassen sich nach diesem System auch Summationen von Meßgrößen vornehmen,

¹ Die eingeklammerten Zahlen bedeuten die Nummern im Literaturverzeichnis.

wobei mehrere Dynamos miteinander in Reihe geschaltet sind, deren Spannungen sich addieren. Vorzüge des Verfahrens sind Einfachheit der Schaltung und Fehlen fremder Stromquellen, nachteilig die sehr geringe Spannung von nur 1 V bei Vollast, was eine beträchtliche Einschränkung des Aktionsradius bedingt.

Umformung der zu messenden Größe in Gleichstrom mit Hilfsstromquelle (Hilfsbatterie- und Potentiometerverfahren)

Den im nachfolgenden kurz geschilderten Verfahren ist ebenso wie dem schon erwähnten die Umformung der zu messenden Größe in Gleichstrom gemeinsam, wobei aber eine Hilfsstromquelle in Form einer oder mehrerer Batterien verwendet wird.

Es sind zwei Möglichkeiten zu unterscheiden:

1. Das Meßinstrument selbst verfügt über ein ausreichendes Drehmoment, um die Änderung der Spannung oder des Widerstandes direkt durch Verstellung eines bewegbaren Teiles zu bewirken. (Direkte Stromregulierung.)

2. Das Meßinstrument verfügt über kein genügend großes Drehmoment, um die Regelung selbst zu vollziehen. Es muß daher noch ein besonderes Relais (Magnet, Uhrwerk, Motor) vorhanden sein. (Indirekte Stromregelung.)

In die erste Gruppe gehören die *Fernübertragung mit Schleifkontakten am Geber und Kreuzspulinstrument als Empfänger von Hartmann & Braun* in Frankfurt a. M. (13, 23, 33) und der *Ringrohrgeber von Siemens & Halske AG. Berlin* (13, 23, 24, 25, 31, 33). An Stelle des auf einer Walze gewickelten Drahtes, wie bei Hartmann & Braun, tritt ein Platindraht, der im Innern eines zu einem Ring gebogenen Glasrohres liegt, das etwa zur Hälfte mit Quecksilber gefüllt ist und je nach der Lage des Ringes einen kleineren oder größeren Teil des Widerstandes durch Kurzschließen verändert. Diese Widerstandsänderung dient ebenfalls zur Fernanzeige der Meßgröße mit Hilfe eines Drehspulinstrumentes. Ein Nachteil bei der Anordnung besteht in der Notwendigkeit der Verwendung dreier Verbindungsleitungen oder zweier Verbindungsleitungen und der Erde als Rückleitung.

Bei der indirekten Regelung des Stromes ist das Meßinstrument nicht imstande, ein genügend großes Drehmoment für die Regelung auszuüben, die auf der *Potentiometermethode (Spannungsteilverfahren)* beruht. Das Anzeigement ist ein Drehspulinstrument. In diese Gruppe gehören das *Doppelfallbügelsystem von Siemens & Halske* (17, 35, 39, 13, 23), das *Potentiometerverfahren von der West Penn Power Company* (41), das *Potentiometerverfahren von Evershed & Vignoles* (Midworth, Muirhead Recorder, 6) und das *Potentiometerverfahren von Hartmann & Braun mit Kompensationseinrichtung* (13, 23, 24, 25, 33), sowie das *AEK-Kompensations-Fernmeßverfahren* (61). Allen diesen Verfahren ist die Eigentümlichkeit gemeinsam, daß die Regulierung der zur Übertragung der Meßgröße proportionalen Gleichspannung durch ein Potentiometer bewerkstelligt wird, dessen Verstellung durch sinnreiche mechanische Konstruktionselemente erreicht wird. Diesen Ver-

fahren haftet der Nachteil an, daß die zu übertragenden Angaben sowohl von den Schwankungen der Hilfsspannung als auch von den Änderungen des Leitungswiderstandes abhängig sind. Durch die Verwendung sog. Quotientenmeter läßt sich dieser Übelstand teilweise beheben, aber nicht vollständig beseitigen.

Messung von Gleichströmen auf große Entfernungen unter Benutzung von Wechselstrom

Besag (7, 34) mißt Gleichströme auf große Abstände in folgender Weise: Auf einem äußeren Kern sind 2 Wicklungen angebracht; die eine ist über die Verbindungsleitung an eine konstante Wechselspannung in der Empfangsstation angeschlossen, die andere wird von dem zu messenden Gleichstrom durchflossen und hat, wenn der Gleichstrom groß genug ist, gerade höchstens noch eine Windung, d. h. die gerade durchlaufende Gleichstromleitung wird im äußeren Kreis in ähnlicher Weise wirken wie bei den sog. Schienentransformatoren. Der Wechselstrom, den die erste Wicklung aufnimmt, hängt ab von der Größe der Gleichstrommagnetisierung und kann sowohl in der Sende- wie in der Empfangsstation erfaßt werden. Bei den praktischen Ausführungen werden zwei solcher Spulen, von denen die eine mit der Wechselstromwicklung parallel und die andere mit der Gleichstromwicklung in Serie geschaltet sind, verwendet, um zu vermeiden, daß in der Gleichstromleitung eine Wechselstromspannung induziert wird.

Verwendung von Hilfsfrequenz

Smith & Pierce (41) haben eine Methode ausgearbeitet, bei der eine Hilfsfrequenz in Funktion der zu messenden Größe zur Übertragung herangezogen wird. Die Einrichtung arbeitet in der Weise, daß eine sog. Kelvinsche Stromwaage, auf die die zu messende Größe (z. B. Kilowatt) und die Frequenz gegeneinander wirken, die Drehzahl eines kleinen Wechselstromgenerators steuert. Als Empfänger wird ein auf Kilowatt geeichter Frequenzmesser benutzt. Eine Anlage dieser Art arbeitet in Kalifornien zur allgemeinen Befriedigung. Es handelt sich dort darum, von verschiedenen weit entfernten Unterstationen deren Lasten an eine Zentralstelle zu übermitteln. Gleichzeitig sollten vom Ende beginnend die Belastungen addiert werden. Durch eine ziemlich komplizierte Einrichtung war es möglich, mit dem Geber der nächsten Station eine neue Frequenz weiter zu übermitteln, die um den Betrag der selbst erzeugten Leistung erhöht war, so daß schließlich der beaufsichtigende Beamte die Gesamtsumme der Leistungen erhielt. Das Verfahren ist in den Apparaten teuer und erfordert starke und infolgedessen teure Leistungsquerschnitte, weil ca. 40 W an das andere Ende geleitet werden müssen. Die Apparatur erfordert auch eine gewisse Pflege.

Impulsverfahren

Allen bis jetzt angeführten Verfahren, mit Ausnahme des Hilfsfrequenzverfahrens, haftet der Nachteil an, daß die zu übertragenden Größen durch Spannungsschwankungen von Gleichstromquellen und

insbesondere durch die Widerstandsveränderung und Ableitungsveränderung der Übertragungsleitung beeinflusst werden, die ihrerseits stark den Einflüssen von Hochspannungsleitungen unterliegen, in deren Zuge sie meistens verlegt sind, sei es auf dem Gestänge der Hochspannungsleitung selbst, in Form von Schwachstromleitungen, da sie gleichzeitig für den Sprechverkehr dienen, sei es als einzelne Adern in Schwachstromkabeln (36, 37). Daher gebührt in den meisten Fällen den sog. *Impulsverfahren* der Vorzug, die darauf beruhen, daß einzelne Stromstöße, die sich in Abhängigkeit von den zu messenden Größen verändern, zur Übertragung derselben zur Verwendung gelangen.

Je nachdem die Zeitdauer der Impulse, die Zahl der Impulse in einer längeren Zeiteinheit oder die kontinuierlich gemessene Frequenz der Impulse der Meßgröße entsprechen, unterscheidet man das Zeitimpuls-, das Zahlimpuls- und das Frequenzimpulsverfahren.

a. *Das Impulsfrequenzverfahren* gibt Momentanwerte der zu messenden Größe. Es beruht darauf, daß die Kontakte eines elektrischen Zählers die Umpolung eines von einer Hilfsbatterie geladenen Kondensators auf ein Gleichstrom-Amperemeter bewirken, das den Mittelwert der Stromstöße anzeigt. Das Verfahren wurde zuerst von *B. A. Smith von der Westinghouse Electric Company* angewandt (13, 23, 29, 41, 42, 43). Als Geber wird ein Zähler mit einer Kontakteinrichtung benutzt; die Stromstöße entladen einen mit konstanter Gleichspannung geladenen Kondensator über ein empfindliches, sehr stark gedämpftes Gleichstrominstrument, dessen Ausschlag proportional der Impulsfrequenz und damit der Meßgröße selbst ist. Dieses Verfahren ist weiter ausgebaut worden von der *Sangamo Electric Company in den USA.* und von der *Siemens & Halske AG* (29, 35, 36, 37, 40, 41). Dieses Verfahren läßt außerdem verschiedene Varianten zu, insbesondere auch in bequemer Weise die Summierung verschiedener Leistungen. Die von Siemens & Halske ausgearbeiteten Fernmeßeinrichtungen mit unmittelbarer Impulsübertragung auf die Fernsprechleitung oder der leitungsgerichteten Hochfrequenzübertragung gebrauchen dieses Meßprinzip. Unter Verwendung eines Hilfspotentiometers, an das ein Geberzähler angeschlossen wird, läßt es sich auch zur Übertragung beliebiger Meßwerte verwenden.

b. *Impulszeitverfahren.* Dieses Verfahren ist von der *Deutschen Telefonwerke & Kabelindustrie AG in Berlin* ausgearbeitet worden (56, 57). Vor dem Zeigermeßinstrument, dessen Stellung fernablesbar sein soll, rotiert dauernd, durch einen kleinen Synchronmotor angetrieben, ein besonders durchgebildetes Abtastorgan in Form einer Rolle, das die jeweilige Entfernung des Zeigers vom Nullpunkt der Skala als Streckenlänge mißt. Da die Abtastung mit konstanter Umdrehungsgeschwindigkeit vor sich geht, kann ohne weiteres durch Anwendung einer einfachen Relaisschaltung die *Ansprechzeit eines Relais* von der Entfernung des Zeigers vom Nullpunkt und somit also von seiner jeweiligen Stellung in Abhängigkeit gebracht werden.

Dieses Relais steuert über die Fernleitung oder über irgendein anderes Übertragungssystem den am Ableseort aufgestellten Fernmeßempfänger,

der im wesentlichen wiederum aus einem kleinen Synchronmotor besteht, welcher mittels elektromagnetischer Kupplungen Mitnehmerarme zeitweise dreht und einen Zeiger entsprechend der Ansprechzeit der Impulsrelais am Geber einstellt. Dieses System ist ebenfalls weitgehend ausgebaut worden, und zwar in verschiedenen Varianten für verschiedene Verwendungsmöglichkeiten, unter anderem auch für Summenbildung und Hochfrequenzübertragung, worauf hier nicht näher eingegangen werden kann, und wir uns mit einem Literaturhinweis begnügen müssen.

c. *Impulszahlverfahren.* Die Impulszahlverfahren verwenden wie die Impulsfrequenzverfahren als Geber oder Sender einen Zähler, der mit einer Kontakteinrichtung versehen ist, welche Stromstöße proportional der Umdrehungszahl abgibt, die in Abständen von 0,1 bis 10 s ausgesandt werden. Bei den Impulszahlverfahren werden die in einer Zeiteinheit (1 bis 30 min) bzw. die nach Durchfluß einer bestimmten Energiemenge oder anderen physikalischen Größe abgegebenen Stromimpulse gezählt. Dieses Verfahren ist praktisch ausgearbeitet worden einerseits von der Deutschen Telefunkengesellschaft in Berlin und andererseits von der Landis & Gyr AG in Zug.

1. *Das Impulszahlverfahren der Deutschen Telefunkengesellschaft in Berlin.*

Bei diesem Impulsverfahren gibt die Sendevorrichtung auf einem Zähler Kontakt oder Stromstöße, die eine beliebig festzusetzende Zeit lang, z. B. 1 min oder auch für 10 oder 15 min aufgespeichert werden, um dann unter Verwendung von Bauteilen aus der selbsttätigen Telephonie nach Zehnern oder Einern getrennt übertragen zu werden. Als Geber wird bei diesem Verfahren ein Zähler benutzt, der bei jeder Umdrehung einen oder mehrere Kontakte durch kurze Stromimpulse schließt. Es ist gewissermaßen die Fernübertragung eines Maximumzählers unter Zuhilfenahme von Konstruktionsteilen aus der automatischen Vielfachtelephonie; der Maximumzeiger schaltet während seiner Periode ein Schrittwerk weiter. Am Ende der Summierperiode läuft dieses zurück und sendet in rascher Folge (bis zu 10 in der Sekunde) Impulse in die Leitung, die an der Empfangsstelle ein ähnliches Schrittwerk oder ein Schaltwerk von 0 aus auf den erreichten zu übertragenden Summierwert schaltet. Die normale Summier- oder Zählerperiode von 15 oder 30 min kann erheblich verkürzt werden auf 5, 3 oder 2 min. Momentanwerte kann man aber nicht übertragen. Das Verfahren ist ohne weiteres für die Summierung von verschiedenen räumlich getrennten Gebern geeignet (23).

2. *Impulszahlverfahren der Landis & Gyr AG in Zug (Schweiz) (27).*

Bei diesem Verfahren wird nach Durchfluß einer bestimmten Energiemenge die an den Zählern angebrachte Kontakteinrichtung für kurze Zeit geschlossen und die so entstehenden Stromstöße auf Relais übertragen, die im Empfangsapparat eingebaut sind, der seinerseits eine Registrierung bewirkt.

Der Empfangsapparat ist in erster Linie als Summenzähler ausgebildet, da er die Angaben von höchstens 8 Zählern zu summieren gestattet. Doch kann er auch zur Fernanzeige der Angaben eines einzigen Zählers unter Herbeiziehung eines Fernmeßrelais verwendet werden.

Die Wirkungsweise des Summenzählers geht aus dem in Abb. 1 dargestellten grundsätzlichen Schema hervor. Als Beispiel ist ein

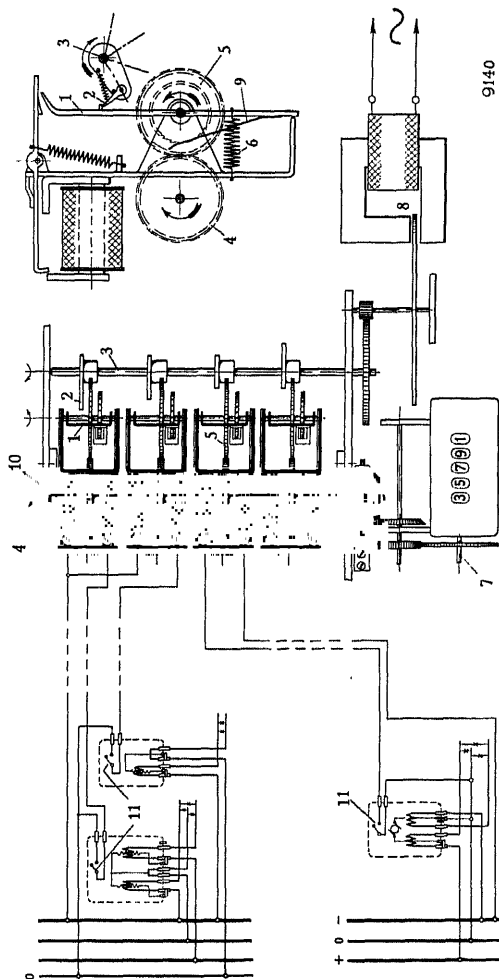


Abb. 1. Grundsätzliches Schema des Summenzählers, System Landis & Gyr.

Apparat mit 4 Relais gewählt worden, wovon das eine durch einen Drehstromzähler, das zweite durch einen Einphasen-Wechselstromzähler, das dritte durch einen Gleichstrom-Dreileiterzähler betätigt wird. Das vierte Relais ist nicht angeschlossen.

Wird ein Relais erregt, so zieht es seinen Anker an, wodurch der Hebel 1 freigegeben und durch eine Feder wieder gegen die Nockenwelle 3, die von einem Ferrarismotor 8 fortlaufend angetrieben wird,

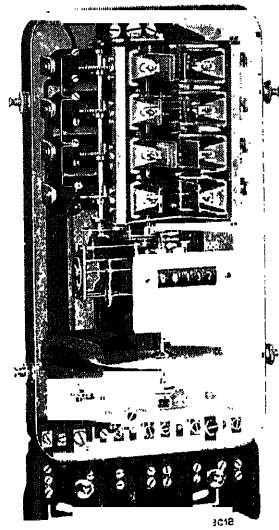


Abb. 2. Summenzähler, Type RS 8.

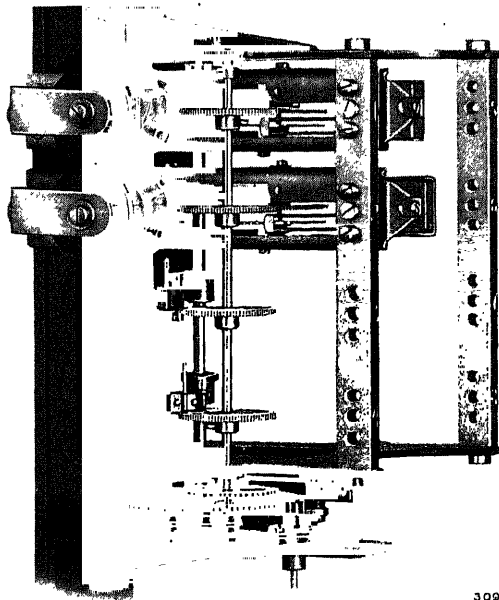


Abb. 3. Einzelheiten des Schaltmechanismus.

bewegt wird. Auf dem Hebel 1 sitzen Nasen, auf welche die Schalt-
nocken 2 der Nockenwelle 3 aufstoßen, wodurch die Hebel 1 wieder
zurückbewegt und durch die Sperrklinken der Relaisanker festgehalten
werden. Die Hebel selbst tragen an ihrem entgegengesetzten Ende
ebenfalls eine Klinke, durch welche die Räder 4 und 5 bei der Rück-
wärtsbewegung mitgenommen und um je einen Zahn vorwärts geschaltet
werden. Die Räder 4 sitzen auf einer gemeinsamen Achse der Totali-
satorachse 9, von der aus das Summenzählwerk 7 angetrieben wird.
Da die Schaltnocken 2 gegeneinander radial und axial versetzt sind,
erfolgt die Rückwärtsbewegung der Hebel 1 und damit der Antrieb
des Zählwerkes zu verschiedenen Zeitpunkten auch dann, wenn die
Relais gleichzeitig ansprechen sollten. Abb. 2, 3 und 4 zeigen den Sum-

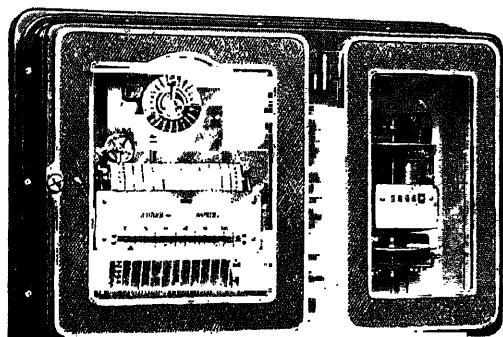


Abb. 4. Summenmaxigraph, Type RS 5/Rmw.

menzähler in Gesamt- und Teilansicht sowie die Kombination eines
Summenzählers mit einem schreibenden Höchstlastanzeiger (Type
„Maxigraph“ der Landis & Gyr AG).

Schwebungsverfahren (29, 64)

In den Vereinigten Staaten ist kürzlich ein Verfahren ausgearbeitet
worden, das auf der Verwendung von Schwebungserscheinungen be-
ruht. Der bewegliche Zeiger des Meßinstrumentes, dessen Angaben zu
übertragen sind, bewirkt die Veränderung der Kapazität eines Kon-
densators und dadurch der Vibrationsfrequenz eines entladenen Oszilla-
tors, die an und für sich bekannt ist. Parallel dazu ist ein Oszillator
mit fester Frequenz geschaltet. Zwischen den beiden Frequenzen ent-
stehen Schwebungserscheinungen, die von einer dritten Elektronen-
röhre für Niederfrequenz aufgenommen und auf die Empfangsseite
übertragen werden, wo sie unter Zuhilfenahme eines Verstärkers den
empfangenden Meßapparat betätigen. Da das Verfahren noch sehr
neu ist, liegen über dasselbe noch keine größeren Betriebserfahrungen vor.
Auch die *Deutsche Telefunken-gesellschaft* für D. T. hat ein ähnliches
Verfahren ausgearbeitet (64).

Induktionsverfahren

Wir haben bei diesen Verfahren zwischen den in Amerika und in Europa entwickelten zu unterscheiden.

a. *Die amerikanischen Induktionsverfahren* (3, 5, 41). Bei diesen Verfahren, deren Hauptvertreter das System „Selsyn“ ist, werden besondere kleine Motoren mit Dreiphasenstatorwicklung und Einphasenrotorwicklung verwendet. Wenn zwei oder mehr solche Motoren mit ihren Statoren miteinander verbunden und die Rotoren von ein und derselben Einphasenwechselstromquelle erregt werden, so nehmen die Rotoren dieselbe Winkelstellung ein. Einer Verschiebung eines der Rotoren entspricht eine gleiche Rotorverschiebung an allen anderen Motoren. Zwei Motoren dieser Type können daher sehr gut zur Fernübertragung der Stellungen oder Verschiebungen der Drehwelle eines Drehinstrumentes dienen. Die Vorteile dieses Systems sind Einfachheit und verhältnismäßig große Unabhängigkeit hinsichtlich des Einflusses auf die Übertragungsleitung. Einen Nachteil stellen die verhältnismäßig kleinen Übertragungsentfernungen dar und die Notwendigkeit der Verwendung von 5 Übertragsleitungen und eines kräftigen Senderapparates.

b. *Das europäische Verfahren: Induktionsverfahren von Trüb, Täuber & Co. in Zürich* (18, 19, 20, 22, 51, 52). Das von der Trüb, Täuber & Co. in Zürich entwickelte Induktionsverfahren beruht auf Verwendung des von dieser Firma gebauten Induktionsdynamometers (51). Eine bekannte Eigentümlichkeit dieses Induktionsdynamometers besteht darin, daß dessen Drehspule diejenige Lage einnimmt, bei welcher die aufgedrückte Spannung durch die von der Feldspule in der Drehspule bei Ablenkung derselben induzierte EMK kompensiert ist. Diese Eigenschaft wird nun durch eine besondere Schaltung benutzt, um einen Drehwinkel zu übertragen. Das Verfahren läßt sehr viele Anwendungsmöglichkeiten zu, insbesondere die elektrische Summierung einer praktisch beliebig großen Anzahl von Zeigerausschlägen solcher Geberinstrumente, die in gleichen Maßeinheiten geeicht sind. Wegen weiterer Anwendungsmöglichkeiten sei auf die im Literaturverzeichnis angeführten Aufsätze (20, 22, 52) sowie auf die von der Trüb, Täuber & Co. in Zürich herausgegebene Liste Nr. 102 über elektrische Fernmessung und Summenmessung verwiesen. Gegenüber den amerikanischen Induktionssystemen, die durch 5 Übertragungsleitungen verbunden werden müssen, weist das Induktionsverfahren der T.T.C. verschiedene Vorteile auf.

Inversstromverfahren.

Dieses Verfahren beruht auf der Herabsetzung eines Stromes mit Hilfe eines von einem Motor gesteuerten Regulierwiderstandes, dessen Wert direkt proportional mit dem Ausschlagwinkel des Sendeapparates wächst. Der vom Motor angetriebene Rheostat wird von dem Anzeige- oder Schreibmeßgerät kontrolliert, welches gleichzeitig den Widerstand des Stromkreises und das Gegendrehmoment des Meßinstrumentes

einstellt. Der Empfänger ist ein registrierendes oder anzeigendes Amperemeter, das einen umgekehrt proportional mit der Belastung variierenden Strom empfängt, was dem Verfahren den Namen gegeben hat.

Ein besonderer Vorteil dieser Methode ist die Leichtigkeit, mit der man eine Anzahl Angaben summieren kann, indem man einfach die entsprechenden Widerstände der verschiedenen Geberapparate miteinander in Serie schaltet. Der resultierende Strom ist dann umgekehrt proportional der Totalbelastung. Der hauptsächlichste Nachteil dieses Verfahrens liegt in der komplizierten Konstruktion und Schaltung. Die Genauigkeit ist gering oder gerade noch ausreichend (3, 41).

Stromwaage- oder Proportionalstromverfahren

Diese Methode ist dem Inversstromverfahren ähnlich mit Ausnahme des Umstandes, daß der Rheostat in Verbindung mit einer elektrodynamischen Stromwaage (Kelvinwaage) verwendet wird, und daß der resultierende Strom der Belastung direkt proportional ist. Infolgedessen ist der übertragende Strom im Empfänger verhältnismäßig der Winkelabweichung des Sendeapparates. Als Empfänger kann ein umgekehrt polarisierter Sendeapparat oder aber ein anzeigendes oder schreibendes Amperemeter verwendet werden. Diese Instrumente können parallel geschaltet werden, worauf der Gesamtstrom der gesamten Belastung proportional ist. Das Verfahren scheint in den Vereinigten Staaten eine beträchtliche Verbreitung gefunden zu haben. Die überbrückten Entfernungen schwanken zwischen 3 bis 24 Meilen (4,8 bis 38,4 km). Die Genauigkeit scheint befriedigend zu sein (3, 11).

Fernübertragung von Wechselstrom mit Hochfrequenz

Der Stand des Zeigers eines Meßinstrumentes kann mit Hilfe von Strömen hoher Frequenz übertragen werden. Bei dieser „drahtlosen“ Übertragung kann alsdann von bestehenden Hochspannungsleitungen kein Gebrauch gemacht werden. Die bekannten Hilfsmittel der drahtlosen Telegraphie können ohne weiteres auf das unter Vb beschriebene Impulszeitverfahren der Deutschen Telefonwerke und Kabelindustrie AG (56, 57) angewandt werden, wobei eine Art Morsetelegraphie gebraucht wird.

Es ist einleuchtend, daß man auf sehr verschiedene Weise die Frequenz von Drehstromleitern in Übereinstimmung mit dem Stand des Zeigers eines Meßinstrumentes verändern kann. Es liegt dabei auf der Hand, den Stand eines Variometers oder Drehkondensators einer Sendeeinrichtung in Übereinstimmung mit dem Stand des Zeigers eines Meßinstrumentes sich ändern zu lassen. Ebenso kann die Modulationsfrequenz durch eine besondere Vorrichtung in einen Ausschlag umgewandelt werden. In einem deutschen Reichspatent der AEG wird dieser Gedanke, den Zeiger des Indikators mit einem Drehkondensators zu verbinden, verwirklicht. Bezüglich Einzelheiten sei auf die Literatur verwiesen (1, 23).

4. Übersicht über die Vor- und Nachteile der verschiedenen

Namen des Verfahrens	Hersteller	Erfinder	Literaturquellen
<i>I. Übertragungen mit Hilfsstrom mit besonderer Gleichstrom-Hilfsstromquelle</i>			
a. Fernübertragung mit Schleifkontakt und Kollektortrommel am Geber Empfänger Kurzspul-instrument	Hartmann & Braun, Frankfurt a. M.	—	E. u. M. 1928, S. 863
b. Fernübertragung mit Ringrohrgeber	Siemens & Halske, Berlin	S. Keinath, Nahen	Siemens-Zeitschrift 1928, S. 716; Keinath 2, S. 170
c. Siemensfernmeßwerk mit Doppelfallbügel-mechanismus	Siemens & Halske, Berlin	M. Schleicher	Elektro-Journal 1928, S. 231; Siemens-Zeitschrift 1927, S. 422
d. Potentiometermeßver-fahren (angewandt bei der Station Springdale der West Penn Power Co.	Westinghouse Electric Manu-facturing Co., Pittsburg, Penn-sylvania U. S. A.	B. H. Smith und R. T. Pierce	Transactions A. I. E. E. 1929, S. 303 und 1924, S. 306
e. Potentiometermeßver-fahren der C. G. S. Monza	C. G. S. Monza	Gino Campos und Bruno Usigli	Elettrotecnica 1923, 25. Sept. u. Energia Elettrica
f. Potentiometermeßver-fahren von Evershed & Vignoles (Muirhead Dis-tance Meter Recorder)	Evershed & Vi-gnoles	Midworth	Elektro-Journal 1928, S. 61
g. Potentiometerverfahren von Hartmann & Braun mit automatischer Kom-pensation	Hartmann & Braun, Frankfurt a. M.	A. Palm	E. u. M. 1928, S. 857
h. A. E. G.-Kompensations-meßverfahren	A. E. G., Berlin	W. Brüschel und W. Stäblein	A. E. G. Mitt. 1930, S. 185
<i>II. Übertragung mit Hilfs-frequenz, elektrisches Tacho-meter</i>			
	Westinghouse Electric Manu-facturing Co., Pacific Coast Electrified Section CM und St, PRR	Smith, Pierce, Velander und G. Keinath	Transactions A. I. E. E. 1924, S. 306; G. Keinath, „Die Technik elektrischer Meßgeräte“, Erste Aufl. 1921, S. 395

bis jetzt bekannt gewordenen Fernmeßverfahren

Vorteile	Nachteile
<p>Überbrückung größerer Abstände. Einfachheit: Direkte Verstellung des Schieberwiderstandes durch das Meßwerk selbst (bei Verwendung eines Kreuzspulinstrumentes Potentiometer, Unabhängigkeit von Spannungsschwankungen der Hilfsstromquelle)</p>	<p>Drei Leitungen erforderlich, Abhängigkeit von Spannungsveränderungen der Hilfsstromquelle und Abhängigkeit von den Widerstandsveränderungen in der Übertragungsleitung</p>
<p>Gleich wie unter a</p>	<p>Gleich wie unter a</p>
<p>Überbrückung größerer Entfernungen, keine induktive Beeinflussung benachbarter Fernsprech- oder Signalleitungen infolge Vorhandenseins von Gleichstromschwankungen in der Übertragungsleitung bei konstanter Meßwerkeinstellung</p>	<p>Einfluß von Widerstands- und Spannungsänderungen auf die Anzeige des Empfängerinstrumentes</p>
<p>Für Nullverfahren unabhängig von der Höhe des Widerstandes der Verbindungsleitung</p>	<p>Verhältnismäßig komplizierte Schaltung und Abhängigkeit in seiner Genauigkeit von der Gleichheit der beiden Ströme, die 1 und die 2 im Potentiometerkreis</p>
<p>Übertragung auf Fernsprechleitungen reine Strommethode, Genauigkeit unabhängig von Leitungswiderstand</p>	<p>Begrenzte Anwendungsfähigkeit hinsichtlich Reichweite</p>
<p>Nur zwei Leitungen notwendig, Angaben unabhängig von der Höhe der Hilfspannung und der Höhe des Leitungswiderstandes</p>	<p>Lösung mit Kontaktbügel weniger glücklich als bei den nachfolgenden Verfahren von Hartmann & Braun</p>
<p>Unabhängigkeit der Meßangaben von den Spannungsveränderungen des Hilfsstromes und Widerstandsveränderungen der Verbindungsleitungen, nur zwei Meßleitungen erforderlich</p>	<p>Weitgehender Eingriff in die Konstruktion des eigentlichen Gebermeßinstrumentes durch Ausgestaltung zu einer Kontaktwaage und durch Lieferung des Richtungs-drehmomentes durch ein Hilfsdrehspulinstrument</p>
<p>Unabhängigkeit von Widerstandsveränderungen der Übertragungsleitungen und von Isolationsfehlern sowie Spannungsschwankungen</p>	<p>Teure Apparate, teure Leitungsquerschnitte, komplizierte Einrichtung, Erfordernis einer gewissen Pflege der Apparate (40 W übertragende Leistung)</p>

4. Übersicht über die Vor- und Nachteile der verschiedenen

Namen des Verfahrens	Hersteller	Erfinder	Literaturquellen
<i>III. Umformung der zu messenden Größe in Gleichstrom</i>			
a. Verwendung von Gleichrichtern	—	—	Keinath 2, S. 176; A. I. E. E. 1929, S. 181; E. T. Z. 1927, S. 1731; E. T. Z. 1929, S. 1511; Siemens-Zeitschrift 1928, S. 293
b. Verfahren von Fawsett	Cambridge Instrument Co., Cambridge	Fawsett (Newcastle-Tyne Electric Supply Co.)	Keinath 2, S. 176; General Electric Review 1920, Nr. 4
c. Telewattsystem	Compagnie pour la fabrication des compteurs et matériel d'usine à gaz Paris, franz. Patent 585 292 vom 18. Juli 1924 Aronwerke A.-G. Charlottenburg	Duncan Stern	E. T. Z. 1928, S. 282, 1926; E. T. Z. 1929, S. 351; U. S. A. Patent 768 934 vom 6. Juni 1904
d. Gleichstromübertragung auf großem Abstand durch Wechselstrom	Hartmann & Braun, Frankfurt a. M.	E. Besag	E. T. Z. 1919, S. 436, E. T. Z. 1920, S. 97 bis 98; Transactions A. I. E. E. April 1901
e. Direkt gekuppelte Spule im Wechselfeld	—	Lindblad	Stahl u. Eisen 1928, S. 297
<i>IV. Impulsverfahren</i>			
a. Impulszählverfahren	Telefunken-Gesellschaft	—	Keinath 2, S. 181; Electrotechnik Nr. 3 6. Febr. 1929, S. 33
A. Telefunkenverfahren (auch mit Hochfrequenz)			
B. Landis & Gyr-Verfahren. Summenzähler SIGMA	Landis & Gyr A.-G., Zug	Beusch	Verschiedene Patentschriften

bis jetzt bekannt gewordenen Fernmeßverfahren (Fortsetzung)

Vorteile	Nachteile
<p style="text-align: center;">—</p> <p style="text-align: center;">—</p> <p>Einfachheit der Schaltung, Fehlen fremder Stromquellen, einfache Summierung beliebig vieler Geber</p> <p style="text-align: center;">—</p> <p style="text-align: center;">—</p>	<p style="text-align: center;">—</p> <p>Nur geeignet für gewisse Meßinstrumente, Verwendung heikler Thermoinstrumente. Isolationsfehler und Veränderungen des Leitungswiderstandes spielen eine Rolle</p> <p>Sehr geringe Spannung von nur 1 V bei Vollast 100 mV bei 10 vH, Aktionsbereich deshalb auf 50, höchstens 100 km beschränkt, Isolationsfehler und Veränderung des Leitungswiderstandes spielen eine Rolle</p>
<p style="text-align: center;">—</p> <p style="text-align: center;">—</p>	<p style="text-align: center;">—</p> <p style="text-align: center;">—</p>
<p>Unabhängigkeit von irgendwelchen Spannungs- und Widerstandsveränderungen, Gebrauch von Telegraphen- und Telephonleitungen (Simultanbetrieb), Gebrauch derselben Leitungen zum Übertragen von Impulsen verschiedener Meßinstrumente, praktisch beliebig große Übertragbarkeit, Entfernungen geeignet für Summierung verschiedener räumlich getrennter Geber</p> <p>Dieselben wie unter A, außerdem äußerst geringe Relaisströme (ungefähr 10 mA), große Meßgenauigkeit (zusätzlicher Fehler im ungünstigsten Falle rd. 1,5vH für Zwei-Systemzähler bei $\frac{1}{20}$ Belastung), betriebssicheres Funktionieren dank verhältnismäßig großem Drehmoment der dauernd rotierenden Nockenwelle trotz geringem Bedarf an mechanischer Energie, Möglichkeit des</p>	<p>System ungeeignet zur Übertragung von Momentanwerten</p> <p>Ungeeignet zur Übertragung von Momentanwerten</p>

4. Übersicht über die Vor- und Nachteile der verschiedenen

Namen des Verfahrens	Hersteller	Erfinder	Literaturquellen
b. Impulsfrequenzverfahren, Kondensator-methode und Drossel-methode von G. E. C. und Aronwerke	Westinghouse Electric Manufacturing Co., Pittsburg Siemens & Halske A.-G.	B. H. Smith Burotyn	Remote metering of the impulse and condenser method, Electric Journal 1924, S. 355; Keinath 2, S. 182/83; Hallo, Electrotechnik Nr. 3, S. 32, 6. Febr. 1929
c. Impulszeitverfahren	Deutsche Telefonwerke und Kabelindustrie A.-G., Berlin A. E. G. Berlin	K. Wilde Favre	Mitteilungen der Vereinigung der Elektrizitätswerke, Elektrizitätswirtschaft 1928, Heft 452, S. 81; E. u. M. 1928, S. 1060; A. E. G. Mitt. 1930, S. 188
<i>V. Anwendung von Wechselstrom hoher Frequenz zur Fernmeßübertragung</i> (leitungsgeschützte u. drahtlose Hochfrequenzübertragung)			
a. Übertragung durch Frequenzänderung	Schwed. Wasserfall-Direktion	Kopitz, Telefunken Vollender	DRP. 425481 vom 6. Aug. 1924; Keinath 2, S. 184
b. Übertragung durch Stromimpulse	Deutsche Telefonwerke und Kabelindustrie A.-G., Berlin Siemens & Halske A.-G. Berlin	K. Wilde	Keinath 2, S. 185; Elektrizitätswirtschaft 1928, Nr. 452, S. 81; E. u. M. 1928, S. 1060; Siemenszeitschrift 1929, März und April; Siemens-Jahrbuch 1929, S. 409
c. Hochfrequenzübertragung bei Impulsfrequenzverfahren	Siemens & Halske A.-G.	—	—
d. Schwebungsverfahren	G. E. C. Telefunken	—	—

bis jetzt bekannt gewordenen Fernmeßverfahren (Fortsetzung)

Vorteile	Nachteile
<p>Vorsehens gemeinsamer Rückleitung (evtl. Erde als Rückleitung), Einschränkung der Zahl der notwendigen Steuerleitung, Benutzung von Telephon- oder Telegraphenleitungen, Vermeidung von Fehlweisungen und Fehlschaltungen durch Vermeiden des gleichzeitigen Ansprechens der verschiedenen Summierrelais</p>	
<p>Dieselben wie unter A, außerdem: Möglichkeit der verschiedenartigsten Verwendung z. B. als Fernzählwerk und für Summationszwecke, Übertragung der Stromimpulse selbst über Telephonleitungen mit Kuppeltransformatoren. Bei der Sangamo Addition der Angaben mehrerer Zähler beliebiger Art ohne merklichen Fehler (ca. 0,6 vH)</p>	<p>Für kleinere Entfernungen tritt diese Methode zurück gegenüber der Gleichstrommethode mit direkter Stromregelung (Hartmann & Braun, Evershed & Vignoles), sowohl wegen der größeren Kompliziertheit als wegen der Unmöglichkeit, mit dem Empfängerinstrument in der Empfängerstation ein direkt anzeigendes Meßinstrument in der Meßstation in Serie zu schalten</p>
<p>Dieselben wie unter a; das Verfahren der D. T. W. hat gegenüber dem der Telefunken den großen Vorteil, daß die Zeit, die zwischen zwei aufeinanderfolgenden Korrekturen des Zeigerstandes des Empfangsapparates verstreicht, wesentlich kleiner ist (2 Sekunden)</p>	<p>Dieselben wie unter b</p>
<p>—</p>	<p>—</p>
<p>—</p>	<p>—</p>
<p>—</p>	<p>—</p>
<p>—</p>	<p>—</p>
<p>—</p>	<p>—</p>
<p>—</p>	<p>—</p>
<p>—</p>	<p>—</p>
<p>—</p>	<p>—</p>

5. Fernsummenbildung

Mit der Fernmessung wird häufig gleichzeitig auch die Fernsummierung verlangt, sei es zu Verrechnungszwecken, wenn ein Abnehmer an weit auseinanderliegenden Punkten zu verschiedenen Zeiten Maximalstrom entnimmt, sei es zur einfachen Beobachtung und Betriebsüberwachung. Dazu kann man sowohl die Gleichstrom- als auch die Impulsverfahren verwenden. Besonders die letzteren sind dazu in ganz hervorragender Weise geeignet. In einer amerikanischen Anlage z. B. wird unter Verwendung von 8 Zwischenrelaissätzen in verschiedenen Netzen die Leistung von 48 Punkten aus auf einen einzigen Summenzähler übertragen und dort in Zeiträumen von je 15 min aufgezeichnet (50, 25). Auch die Einrichtungen, die man unabhängig davon in Deutschland und in der Schweiz in letzter Zeit entwickelt hat, arbeiten ähnlich. Es sei insbesondere auf das von der Landis & Gyr AG in Zug entwickelte Impulszahlverfahren verwiesen, bei dem die Angaben bis zu 8 Feedern mit dem Summenzähler totalisiert werden können. Ist die Anzahl der zu summierenden Stromkreise oder Zähler größer, so können die Kombinationen mehrerer Summenzähler verwendet werden. Zur Summation von 64 verschiedenen Angaben müßte man beispielsweise insgesamt 9 Summenzähler verwenden, indem man die Angaben von je 8 Zählern zu einer Gruppe zusammenfaßt und auf einen Summenzähler totalisiert, worauf ihrerseits die Angaben der 8 Summenzähler auf dem neunten zusammengefaßt werden.

6. Maßgebende Gesichtspunkte für die Übertragung unter besonderer Hervorhebung der sogenannten Impulsverfahren als der aussichtsreichsten Gruppe für die Zukunft

Wie wir gesehen haben, wird von den Werken großer Wert darauf gelegt, mit Hinblick auf die großen Kosten der Übertragungsleitungen, schon bestehende Leitungen, wie beispielsweise Schwachstromfreileitungen oder Fernsprechkabel, zu verwenden. Da nun diese häufig auf den Gestängen für Starkstromleitungen oder parallel dazu im Boden verlaufen, ist es angezeigt, sich Rechenschaft zu geben über die Verhältnisse, wie sie sich für die in der Nähe von Starkstromleitungen befindlichen Schwachstromleitungen ergeben.

Betrachten wir zunächst den Fall der am Gestänge einer Starkstromleitung verlegten Schwachstromfreileitung. Auch bei sorgfältigster Verlegung und Verdrillung solcher Schwachstromleitungen werden schon im normalen Betrieb Induktionerscheinungen von der Hochspannungsleitung her sich bemerkbar machen. Da meistens ein guter symmetrischer gegenseitiger Aufbau in solchen Fällen vorgesehen wird, sind diese Induktionerscheinungen für gewöhnlich schwach ausgeprägt, sie können aber außerordentlich stark werden, wenn die Hochspannungsleitungen Erdschluß bekommen. Da sie also gefahrbringend werden können, hat man sich in der Schwachstromtechnik veranlaßt gesehen, bei sog. Hochspannungstelephonanlagen solche Leitungen durch Hochspannungstransformatoren an den Enden vom Sprechapparat abzu-

riegeln und kräftige Blitzableiter und Sicherungen vorzusehen, um Störungserscheinungen vorzubeugen. Selbstverständlich kann auch bei Nachbarschaft mit Starkstromanlagen beim Reißen einer Hochspannungsleitung es zu einer Berührung mit der Schwachstromleitung kommen, so daß auch in diesem Falle die Schutzapparatur der Telefonanlage sichern muß. Es ist daher unmöglich, auf solchen Leitungen mit Gleichstromintensitätsänderungen als Übertragungsmittel für eine Fernmeßanlage zu arbeiten. Das Anbringen der Fernmeßapparate vor dem Schutztransformator würde sowohl für die Apparate selbst wie für die sie im Betrieb bedienenden Personen viel zu gefährlich sein. Auch die Fernmeldeleitungen, die parallel zu Hochspannungsleitungen, z. B. auf der anderen Straßenseite, laufen oder diese kreuzen, sind im Hinblick auf Störungsspannungen ebenso gefährlich. Auch hier kann ein Fernmeßgleichstrombetrieb zur Unmöglichkeit werden, insbesondere wenn die Symmetrie der Leitungen durch Witterungserscheinungen beeinflußt wird.

Aber auch in Erde eingebettete, mit einem Blei- und Eisenmantel überzogene und verdrehte Telephondrähte, die einer Hochspannungsfreileitungs- oder Kabeltrasse parallel laufen, sind nicht störungsfrei, so daß auch bei ihnen sich die Fernmessung mit Gleichstromintensitätsänderung als nicht immer durchführbar erweist. Wenn beispielsweise ein Telephonkabel dem Zuge einer 100 kV-Leitung folgt, und die bei einem Erdschluß der Hochspannungsleitung entstehenden Erdschlußströme ihren Verlauf der Leitung entlang nehmen, so ist klar, daß der Mantel des Telephonkabels diesen Erdschlußströmen einen bequemen Weg bietet und sie ihm also entlang fließen. Die Folge davon ist, daß längs des Kabels ein Spannungsgefälle entsteht, das zu einem Durchschlag zwischen Kabeladern und Mantel führen kann. Hilfsmittel gegen solche Vorkommnisse sind eine gute Isolation des Kabels gegen den Mantel, bestmögliche Erdung und gute Verbindung der Muffen untereinander. Jedoch ist ein anderes häufig angewandtes Mittel das Abschließen der Kabel durch kleine Transformatoren, sog. Übertrager. Ist eine Fernverbindung derart ausgeführt, so gestaltet sich natürlich eine Fernmessung durch Gleichstromintensitätsänderung zur Unmöglichkeit. Man muß zu anderen Fernmeßverfahren greifen, in erster Linie zu den sog. Impulsverfahren, die mit Stromstößen arbeiten, um über die Übertrager hinwegzukommen. Darin liegt die große Bedeutung der Impulsverfahren, die ihnen für die Zukunft mit wachsender Entwicklung des Fernmeßwesens die besten Aussichten für eine große Verbreitung eröffnet.

7. Kritischer Vergleich der verschiedenen Fernmeßverfahren

Ist die zu überbrückende Entfernung zu groß, so daß zu einem indirekten Verfahren gegriffen werden muß, so steht die Wahl zwischen einer großen Anzahl verschiedener Methoden offen.

Stellt man als erste die Forderung auf, daß höchstens 2 Leitungen verwendet werden sollen, und die erste nicht als Rückleitung gebraucht werden darf, so kommen die Lösungen mit Kreuzspulinstrumenten

nicht in Frage. In der Tat sind diese Methoden durch neuere Verfahren in den Hintergrund gedrängt worden.

Stellt man die weitere Forderung auf, daß die größte Betriebssicherheit mit der Möglichkeit verbunden sein soll, daß man in der Meßstation ein Anzeigeinstrument auf einfache und billige Weise aufstellen kann, das dann als Kontrollgerät für das Anzeigeinstrument in der Sendestation dient, dann gebührt allen Lösungen, bei denen ein Gleichstrom durch die Verbindungsleitungen fließt, der Vorrang. Die Serienschaltung gewöhnlicher Drehspulinstrumente genügt auch den höchsten Anforderungen. Die Lösungen ohne Gleichstrom haben den Nachteil, sich allein für gewisse Instrumente zu eignen. Das Verfahren von Fawsett zwingt zum Gebrauch von Thermoinstrumenten und das Telewattsystem zur Verwendung eines Meßinstrumentes, dessen Rotationsgeschwindigkeit an Stelle der Anzeigemeßgröße der zu messenden Größe proportional ist. In beiden Fällen spielen Isolationsfehler und Veränderungen des Leitungswiderstandes eine Rolle.

Der Gebrauch von Hilfsstrom bietet die Möglichkeit, größere Abstände als 50 bis 100 km, wie sie beim Telewattsystem in Frage kommen, zu überbrücken. Bei der indirekten Stromregelung haben nicht allein Widerstands-, sondern auch Spannungsveränderungen Einfluß auf die Übertragungsangaben. Den gleichen Nachteil weist auch die im übrigen sehr gut durchkonstruierte Lösung des Doppelfallbügelsystems von Siemens & Halske auf.

Bei der direkten Stromregelung ist diese Schwierigkeit behoben. Die Lösung von Evershed & Vignoles bietet den Vorteil, daß weniger in die Konstruktion des Meßinstrumentes eingegriffen wird als bei dem Kompensationsverfahren von Hartmann & Braun, wobei das Meßinstrument zu einer Kontaktstromwaage geworden ist, und das Richtdrehmoment durch ein Hilfsdrehspulinstrument geliefert wird. Das Verfahren von Hartmann & Braun entspricht den oben formulierten Forderungen sowie der weiteren Forderung, daß weder Spannungsveränderungen der Hilfsstromquelle noch Widerstandsschwankungen in Verbindungsleitungen irgendwelchen Einfluß auf die Angaben der Empfangsinstrumente auszuüben vermögen.

Der letzte Vorteil wird auch vollständig mit dem Hilfsfrequenzverfahren erreicht. Allerdings steht die Komplikation, die dadurch bedingt wird, daß die Frequenz eines direkt mit dem Meßinstrument gekuppelten Wechselstromgenerators nicht zu kleine Werte annimmt, der Verwendung dieser Methode sehr im Wege.

Auch bei den sog. Stromimpulsverfahren ist man völlig unabhängig sowohl von irgendwelchen Spannungs- als auch Widerstandsveränderungen. Außerdem ist bei einer geeigneten Wahl der Verhältnisse und der Schaltung nicht allein der Gebrauch von Telegraphen- und Telefonlinien (Simultanbetrieb) möglich, sondern auch die Verwendung derselben Schwachstromlinien für die Übertragung von Impulsen verschiedener Meßinstrumente. Es kann auch praktisch jeder Abstand überbrückt werden. Aus den in 6. dargelegten Gründen eröffnen sich für die Impulsverfahren ebenfalls in Zukunft die besten Aussichten.

Von den Konstruktionen, die mit Stromstößen arbeiten, hat das von der Deutschen Telephonwerken und Kabelindustrie AG in Berlin ausgearbeitete Verfahren gegenüber dem von der Deutschen Telefunken-Gesellschaft angegebenen den großen Vorteil, daß die Zeit, die zwischen zwei aufeinanderfolgenden Korrekturen des Zeigerstandes des Empfangsapparates verstreicht, wesentlich kleiner ist (2 s).

Wir stehen noch am Anfang der Anwendung von Wechselstrom für Hochfrequenzübertragung, und es wird an der Entwicklung dieser neuen Richtung gegenwärtig sehr intensiv gearbeitet. Es wäre daher in dem jetzigen Zeitpunkt noch verfrüht, sich bereits eine abschließende Meinung über die zu erwartenden Ergebnisse zu bilden und sich darüber auszusprechen.

Résumé

Du fait de la multiplication des grands réseaux électriques et de leurs interconnexions et en raison de la nécessité croissante d'avoir un contrôle centralisé et permanent des tensions, des puissances, des quantités d'énergie absorbée ou livrée et de la fréquence, en divers points des réseaux interconnectés, pour assurer dans les meilleures conditions la répartition des charges, la question de la transmission à distance des indications des appareils de mesure a donné lieu à de nombreux travaux tant aux Etats-Unis qu'en Europe. Après quelques indications générales sur la notion des mesures à distance, les limites de la transmission directe des indications de mesure et les exigences de la pratique auxquelles les différentes méthodes de télémetrie doivent répondre, l'auteur passe en revue les caractéristiques des principales méthodes préconisées et essayées. Il donne ensuite un aperçu — sous forme d'un tableau — des avantages et inconvénients des diverses méthodes téléométriques mentionnées, en faisant ressortir les grands avantages que présentent les systèmes à impulsions du fait qu'ils se prêtent beaucoup mieux à la transmission par superposition des impulsions de courant sur les lignes télégraphiques et téléphoniques que les autres méthodes. Ensuite l'auteur aborde la question des mesures de totalisation à distance et en indique les principaux domaines d'application, pour terminer par des conclusions générales d'ordre critique sur les différentes méthodes de télémetrie passées en revue.

Literaturverzeichnis

1. *AEG*. Vorrichtung zur Fernanzeige von Meßinstrumenten, deren Geber und Empfänger abstimmbare Schwingungskreise enthalten, wobei die Frequenz des Geberkreises dem zu übermittelnden Betriebszustand gemäß eingestellt wird. DRP. Nr. 425841 vom 6. Aug. 1924.
2. *Amsler* long distance water level recorder. *Journal of Scientific Instruments* Bd. 5, S. 293 (1928).
3. *Annual Report of the Committee on Instruments and Measurements*. 1928, presented at the Summer Convention of the American Institute of Electrical Engineers, June 25th to 29th 1928, Denver, Colorado. *Journal A. I. E. E.* Bd. 47, S. 602 (Aug. 1928) (Remote metering Subcommittee).
4. *Aronwerke Charlottenburg*, Fernmeßanlagen System Telewatt. *Elektro-Journal* 1929, S. 137.
5. *A. E. Baily*, Meter readings and signals transmissions by Selsyn motors. „Power“ 1928, S. 434.
6. *D. Bercowitz*, Eine neue Fernmeßmethode. *Elektro-Journal* 1928, S. 61.
7. *E. Besag*, Messung starker Gleichströme auf große Entfernungen. *E. T. Z.* Bd. 40, S. 436 (1919).

8. *Gino Campos, Bruno Usigli*, Fernregistrierapparate der Firma C. G. S. Instrumente di Misura Monza (Relaisregistrierapparat). *Elettrotechnica* Bd. 10 (25. Sept. 1923).
9. *J. L. Carr*, Recent Developments in Electricity Meters, Summation Metering. *Journal of the Institution of Electrical Engineers* Bd. 67, S. 868 (1929).
10. *Compagnie pour la fabrication des compteurs et matériel d'usine à gaz*, Système de transmission à distance des valeurs de toute grandeur quelconque, puissance électrique, intensité, température. Franz. Patent Nr. 585292 vom 18. Juli 1924.
11. *Frensdorff, A.-G. Sächsische Werke, Dresden*. Die Bedeutung der Fernmessung und ihr Ziel, Elektrizitätswirtschaft. Mitteilungen der Vereinigung deutscher Elektrizitätswerke Bd. 27, Nr. 449, S. 12 (1928).
12. *K. Gross*, Grundzüge und Anwendungsgebiete der Fernmessungen mit besonderer Berücksichtigung der Bedürfnisse der Wärmewirtschaft. *Stahl u. Eisen* 1928, S. 297.
13. *H. S. Hallo*, Het Meten op Afstand. *Verrekening, Electrotechniek* S. 13 u. 31 (1929).
14. *T. Heicke*, Neuzeitliche Fernsteuerungen und Meßeinrichtungen. *Zeitschrift für Fernmeldetechnik* Bd. 9, S. 129 (1928).
15. *H. E. Hollmann, T. H. Schulthess und Koppitz*, Fernablesungen von Zeigerstellungen mittels Hochfrequenz. *Elektrische Nachrichtentechnik* 1928, S. 217; *E. T. Z.* 1929, S. 165.
16. *W. Jeckel*, Neuzeitliche Hilfsmittel zur zentralen Überwachung von Großkraftwerken. *Helios-Fachzeitschrift* 1929, S. 13.
17. *A. Imhof*, Elektrische Fernmessung. *Bulletin S. E. V.* 1928, S. 180.
18. *A. Imhof*, Neuere elektrostatische Hochspannungsmeßgeräte. *Schweiz. Techn. Zeitschrift* Bd. 23, Nr. 29, S. 497—509 (1926).
19. *A. Imhof*, Fortschritte in der Meßeinstrumententechnik in den letzten Jahren. *Bulletin S. E. V.* 1929, Nr. 6, S. 149.
20. *A. Imhof*, Elektrische Fernmessungen mit besonderer Berücksichtigung des Induktionssystems von Trüb, Täuber & Co. *Elektrotechnik und Maschinenbau* 47. Jahrg., H. 10 (1929).
21. *General Electric Company*, Schenectady, A New Telemetry Equipment. *General Electric Review*, September 1929.
22. *A. Imhof, F. Piot*, La transmission électrique à distance des indications de mesures et le système à induction Tæuber-Gretler. *Revue Générale de l'Electricité* Bd. 26, Nr. 6, S. 217 (1929).
23. *G. Keinath*, Die Technik elektrischer Meßgeräte Bd. 2, S. 166—185 (Oldenburg, München 1928).
24. *G. Keinath*, Einiges über elektrische Fernmessung. *Elektrotechnik u. Maschinenbau* 1928, S. 1059, Nr. 46 vom 11. November.
25. *G. Keinath*, Neue Richtlinien für den Bau elektrischer Meßgeräte. *Zeitschrift des Vereins deutscher Ingenieure* 1928, S. 1784.
26. *G. Keinath*, Die Entwicklung der Siemens-Meßgeräte. *Siemens-Jahrbuch* 1929, S. 55—74.
- 26a. *G. Keinath*, Die Entwicklung der elektrischen Fernmessung. *E. T. Z.* 1929, Bd. 50, S. 1509, 1536.
- 26b. *G. Keinath*, Die Fernmessung im Betriebe der Elektrizitätswerke. *Vereinigung der Elektrizitätswerke, Verhandlungsbericht München* 1929.
27. *Landis & Gyr A.-G., Zug*, Device for the distant transmission and totalizing of the registrations of the number of meters. *Engl. Patent* Nr. 250552 vom 15. Juli 1926, *Schweiz. Patent* Nr. 114516 vom 9. April 1925, *DRP.* Nr. 453348 vom 18. Jan. 1926.

28. *P. M. Lincoln*, Totalising of Electric System Loads. A. I. E. E. Quarterly Transactions Vol. 48, Juli 1929; Journal A. I. E. E., Februar 1929.
29. *C. H. Lindner, C. F. Steward, H. B. Rex, A. S. Fitzgerald*, Telemetering. Journal A. I. E. E. Bd. 48, S. 183 (1929) und A. I. E. E. Quarterly Transactions Bd. 48, Juli 1929.
30. *J. J. Linebough*, Power limiting and indicating system of the Chicago Milwaukee and Saint Paul Railway. General Electric Review Bd. 23, Nr. 4 (1920).
31. *H. Lohmann und C. Sieber*, Die elektrische Ringrohrfernübertragung. Siemens-Zeitschrift 1928, S. 716; Elektro-Journal 1928, S. 231.
32. *E. Orlich*, Meßgeräte, Elektrizitätszähler. E. T. Z. 1928, S. 642.
33. *A. Palm*, Hochspannungs- und Fernmessungen. Elektrotechnik u. Maschinenbau 1928, S. 857, 862ff.; E. M. Bd. 47, H. 36, S. 792 (1929).
34. *H. J. Ryan*, Telemetering. Transactions A. I. E. E. April 1901.
35. *M. Schleicher*, Die elektrische Fernmessung. Siemens-Zeitschrift 1927, S. 422.
36. *M. Schleicher*, Die Fernübertragung von Meßwerten auf Leitungen beliebiger Art und beliebiger Länge. Siemens-Zeitschrift 1929, S. 157 u. 225. — DRP. Nr. 251298, 740/8 1911, 1. Nov.
37. *M. Schleicher*, Die elektrische Fernmeßübertragung für den Elektrizitätsbetrieb. Siemens-Jahrbuch 1929, S. 409.
38. *M. Schleicher*, Die Lastverteileranlage und Fernbedienung und Fernmessung von Kraftwerken und Unterwerken. E. T. Z. vom 21. Febr. 1929, Nr. 8, S. 257.
39. *H. Schüepp*, Die elektrische Fernmessung. Bulletin S. E. V. Bd. 19, S. 100 (1928).
40. *Siemens-Schuckert-Werke*, Summenfernzahlwerk mit schreibendem Maximumzähler. Techn. Mitteilungen V. Z. Nr. 36.
41. *B. H. Smith, R. T. Pierce*, Automatic transmission of power readings. Transactions A. I. E. E. Bd. 43, S. 303 (1924); Journal A. I. E. E. Februar 1924, Nr. 2, S. 101—105.
42. *B. H. Smith*, Remote Metering by the Impulse and Condenser Method. Electric Journal 1924, S. 355.
43. *B. H. Smith*, The Transmission of Power Readings. Electric Journal Bd. 21, S. 219 (1924).
44. *W. Stern*, Die Fernmessung elektrischer Einzel- und Summenwerte. E. T. Z. 1928, S. 282 u. 574.
45. *W. Stern*, Neuerungen für Fernmeßanlagen. E. T. Z. 1928, S. 1326.
46. *W. Stern*, Neue Ausführungen von Fernmeßanlagen, System Telewatt. E. T. Z. 1929, S. 351.
47. *W. Stern*, Fernmeßanlagen, System Telewatt. Elektro-Journal Bd. 9, Nr. 13, S. 137 (1929).
48. *W. Stern*, Fernmeßanlagen für die städtische Stromversorgung. Elektrizitätswirtschaft Bd. 27, Nr. 459, S. 263—269 (1928).
49. *W. Stern*, Ein neuer Frequenzmesser und Fernübertragung von Frequenzen. Elektrizitätswirtschaft 1929, S. 99.
- 49a. *W. Stern*, Neue Anzeige- und Registriermethoden in der Fernmeßtechnik. E. T. Z. 1930, Bd. 51, S. 77—80.
50. *S. Stokes und L. V. Nelson*, Demand metering equipment, its applications in recent developments. Journal A. I. E. E. 1928, S. 262; E. T. Z. 1929, S. 938.
51. *A. Täuber-Gretler*, Das Induktionsdynamometer. Bulletin S. E. V. Bd. 17, S. 545—566 (1926) und gleichnamige Dissertation (Fachschriftenverlag Buchdruckerei A.-G., Zürich 1926).
52. *A. Täuber-Gretler*, Ein Beitrag zur elektrischen Fernmessung. Schweiz. Techn. Zeitschrift 1928, Nr. 22 u. 23, S. 273 u. 281.

53. *A. Täuber-Gretler*, Ferrodynamisches Zwischenrelais für Wechselstrom. Schweiz. Techn. Zeitschrift 1926, S. 341.
54. *A. Täuber-Gretler*, Methoden und Apparate zur Messung der Drehmomente, elektrische Meßinstrumente. Schweiz. Techn. Zeitschrift 1926, S. 549.
55. *Triib, Täuber & Co.*, La réduction de la tension pour le comptage et les mesures sur les réseaux à très haute tension. Revue Générale de l'Electricité 1928, S. 834.
56. *K. Wilde*, Ein neues Fernmeßsystem für Elektrizitätswerkbetriebe. Elektrizitätswirtschaft, Mitteilungen der Vereinigung der Elektrizitätswerke Bd. 27, Nr. 452, S. 81 (1928).
57. *K. Wilde*, Eine neue Fernmeßmethode für Überlagerung auf bestehende Kraft- und Nachrichtenleitungen. Elektrotechnik u. Maschinenbau 1928, S. 1060.
58. *Hans Usener*, Remote Registration in Hydraulic Plants. Eng. Progress, Mai 1929, S. 130—134.
59. *Bruno Usigli*, Moderni istrumenti elettrici registratori e loro impiego. Elettrotecnica 1928, S. 901.
60. *B. Usigli*, Übertragung auf Fernsprechleitungen. L'Energia Elettrica 1927, S. 675.
61. *W. Brückel, W. Stäblein*, Neuere Fortschritte der Fernmeßtechnik. AEG-Mitt. 1930, S. 185.
62. *P. Paschen*, Neue Zähler für Summen- und Fernmessung elektrischer Arbeit. Siemens-Zeitschrift 1930, S. 110.
63. *W. Janicki*, Fernmessung und Summenfernmessung im Betriebe der Elektrizitätswerke. Bulletin S. E. V. 1930, Nr. 4.
64. *Telefunkengesellschaft für drahtlose Telegraphie*, Schwebungsverfahren. Elektrische Nachrichtentechnik 1928, 207.

France

La centralisation des commandes

Comité National Français

Ing. G. Dessus

Un des aspects de la tendance à la rationalisation des opérations industrielles est la recherche constante de moyens de contrôle de plus en plus précis, ainsi que de moyens de commande souples, rapides et efficaces.

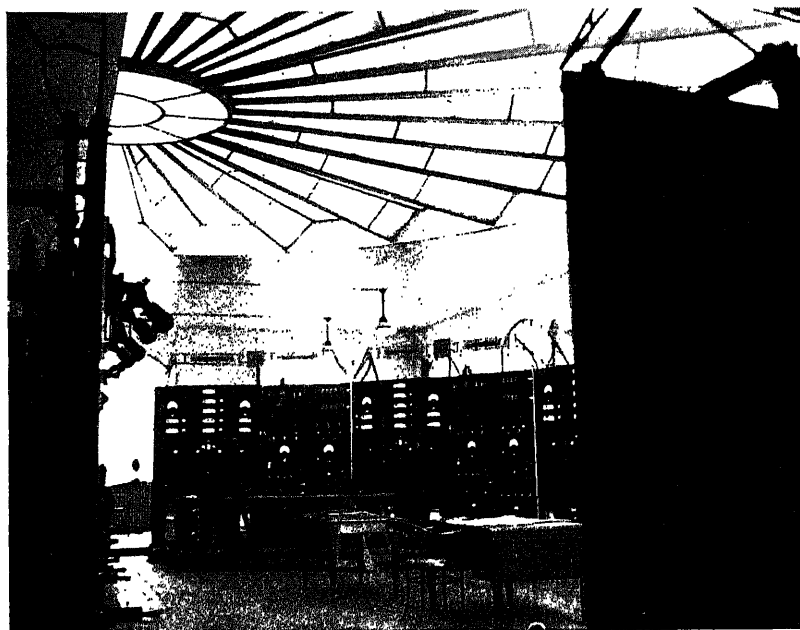


Fig. 1.

Le problème qui se pose dans chaque industrie, pour la coordination des moyens de contrôle et des moyens de commande, est essentiellement le suivant: chercher à tirer d'un ensemble complexe les variables essentielles, et agir rapidement et sûrement sur les paramètres de réglage qui permettent d'amener les variables en question à leur valeur optima. Ceci

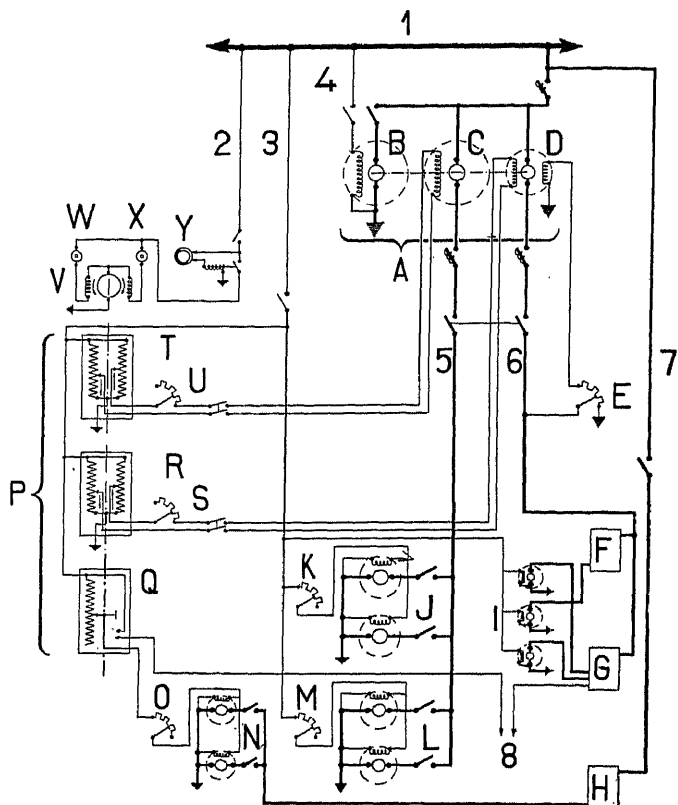


Fig. 2. Commande Centralisée des Auxiliaires de Chaufferie.

- A Groupe survolteur-dévolteur.
- B Moteur commandant les survolteurs-dévolteurs.
- C Survolteur-dévolteur des moteurs de ventilateurs (tirage et air secondaire) ± 155 volts.
- D Survolteur-dévolteur des moteurs de charbon: ± 155 volts.
- E Rhéostat permettant de tenir compte de la qualité du combustible.
- F Démarreur automatique du moteur de charbon central.
- G Démarreur automatique des moteurs de charbon extrêmes.
- H Démarreur automatique du moteur d'air primaire.
- I Moteurs commandant les distributeurs de charbon.
- J Moteur double de tirage.
- K Rhéostat d'excitation du moteur de tirage.
- L Moteur double d'air secondaire.
- M Rhéostat d'excitation du moteur d'air secondaire.

- N Moteur double d'air primaire.
- O Rhéostat d'excitation du moteur d'air primaire.
- P Contrôleur général d'allure.
- Q Commutateur d'air primaire et commande des registres d'air primaire.
- R Contrôleur d'excitation du survolteur de charbon.
- S Rhéostat d'ajustage de l'excitation du survolteur de charbon.
- T Contrôleur d'excitation du survolteur de ventilateurs.
- U Rhéostat d'ajustage de l'excitation du survolteur de ventilateurs.
- V Servo-moteur de commande du contrôleur général d'allure.
- W Bouton poussoir plus vite.
- X Bouton poussoir moins vite.
- Y Bouton poussoir d'impulsions.
- Z Détail des moteurs doubles, montrant les compoundages compensateurs, et le dispositif permettant la marche isolée ou couplée.

- 1 Barres à tension constante + 220 volts.
- 2 Alimentation en continu 220 volts du distributeur d'impulsion.
- 3 Alimentation en continu 220 volts du contrôleur général d'allure et des excitations des moteurs.
- 4 Alimentation en continu 220 volts de l'excitation du moteur du groupe survolteur-dévolteur.
- 5 Tension variable + 65 à + 375 volts alimentant les moteurs de ventilateurs (air secondaire et tirage).
- 6 Tension variable + 65 à + 375 volts alimentant les moteurs de charbon.
- 7 Alimentation en continu 220 volts des moteurs d'air primaire.
- 8 Alimentation des solénoïdes de commande des registres d'air primaire.

est depuis longtemps réalisé en ce qui touche les machines électriques elles-mêmes: les tableaux haute tension des usines, les postes dispatching des réseaux, donnent d'excellents modèles, constamment perfectionnés d'ailleurs, de la centralisation des informations utiles et de la centralisation connexe des commandes principales.

Les traits essentiels de cette double centralisation sont les suivants: transmission à distance des renseignements intéressants, sélection et combinaison raisonnées de ces renseignements, présentation simple à un ingénieur ou agent qualifié de l'ensemble des renseignements sélectionnés et, dans l'ordre inverse, action de cet agent sur les appareils essentiels du réseau.

Nous avons tenté de réaliser, dans l'extension de la centrale d'Issy-Moulineaux, de la Compagnie Parisienne de Distribution d'Electricité,

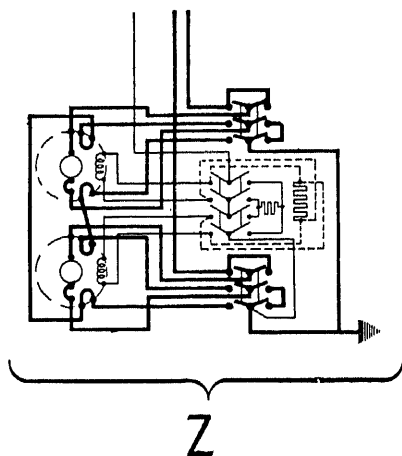


Fig. 2a.

une centralisation du même ordre en ce qui touche la commande de la chaufferie (Fig. 1).

La chaufferie dont nous envisageons l'équipement comporte 6 chaufferies chauffées au charbon pulvérisé, chacune de 1800 m² de surface de chauffe, produisant 120 t de vapeur en pointe, sous la pression de 44 at et à la température de 450°.

La chauffe au charbon pulvérisé se prête particulièrement bien au réglage instantané de tous les éléments de la combustion. Il est en effet très facile, au moins en principe, d'agir sur la vitesse des distributeurs de charbon, sur la vitesse des ventilateurs d'air primaire et d'air secondaire et des ventilateurs généraux de tirage, et d'obtenir ainsi, instantanément, toute variation désirée du réglage (Fig. 2).

D'un autre côté, on doit remarquer que l'utilisation de la chauffe au charbon pulvérisé, impose, si l'on veut en tirer tout le parti possible, un contrôle très précis. On doit notamment remarquer que dans la plupart des installations qui disposent de moyens de réglage multiples et

mal commodes (action simultanée sur le débit d'air par variations de vitesse des moteurs et par réglage de papillons, etc . . .) un changement de régime, nécessité par une petite variation de la pression, oblige à un nombre de manœuvres successives tel qu'il est très peu vraisemblable que l'équilibre convenable entre les divers paramètres de réglage puisse être réellement maintenu au cours d'une marche à allure légèrement variable.

L'installation centralisée de mesures et de commandes qui a été réalisée dans un poste voisin de la chaufferie, a été décrite par ailleurs¹. Nous ne rappelons ici que les grandes lignes. D'une part, les variables réellement indépendantes caractérisant la combustion ont été seules transmises et affichées d'une manière continue sur le panneau de réglage de chaque chaudière, situé au poste central de chauffe; d'autre part, il a été prévu, pour le réglage de vitesse de tous les moteurs intéressés de chaque chaudière, un réglage par variation de tension au moyen d'un ensemble «contrôleur d'allure — survolteur».

Cet ensemble comprend, pour chaque chaudière, deux survolteurs dévolteurs montés sur le même arbre, et alimentant, l'un, les moteurs des distributeurs de charbon, l'autre les moteurs des ventilateurs principaux (tirage et air secondaire). Les excitations des survolteurs, ainsi que l'excitation du moteur du ventilateur d'air primaire (celui-ci étant réglé par le champ parce que la marge de réglage désirable est beaucoup moins importante) sont réglées par l'intermédiaire d'un contrôleur, dit contrôleur d'allure.

Les diverses résistances mises en circuit par le contrôleur, à chacune de ses 60 positions, sont réglées lors des essais de la chaudière.

On obtient ainsi un groupement rationnel des paramètres déterminants de la combustion: on remplace les réglages individuels portant sur chaque appareil par un réglage d'ensemble, portant sur tous les paramètres à la fois par une seule manœuvre, celle du contrôleur d'allure; des corrections individuelles peuvent être s'il y a lieu, apportées à chaque paramètre, et ces corrections peuvent être poursuivies d'une manière tout à fait indépendante du réglage général.

Cette installation de réglage centralisé a été complétée par un réseau de commande hydraulique à distance des vannes, utilisant la pression d'alimentation.

L'ensemble de cette installation permet d'assurer d'une manière complète la conduite de la chaufferie, à partir du poste central de chauffe, les agents de service circulant dans la chaufferie elle-même n'ayant plus à remplir que des rôles tout à fait secondaires de surveillance, graissage, manœuvre des appareils d'enlèvement des suies, etc. (Fig. 3).

Par ailleurs, nous avons, à un degré moindre, appliqué des principes semblables à la conduite des turbo-alternateurs en installant un «tableau central machines» (contrôle du vide, etc.) et à la conduite du réchauffage de l'eau d'alimentation en installant un «tableau central réchauffage» (indication des pressions, températures, etc.); sur ces tableaux se trouvent les commandes à distance des vannes principales de chaque ensemble

¹ Voir Génie Civil du 5 octobre 1929.

(vannes de vapeur des turbines; vannes des divers soutirages alimentant le réchauffage); quelques liaisons mécaniques entre les distributeurs hydrauliques de commande de certaines vannes représentent, ici le groupement synthétique des moyens d'action que nous signalions.

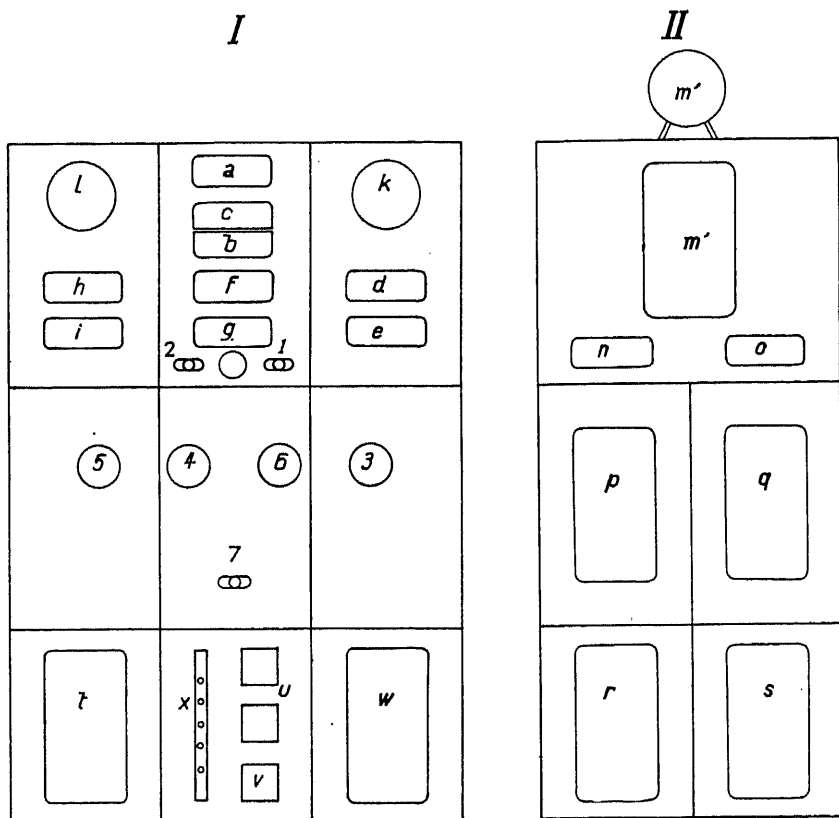


Fig. 3. Appareils de Mesure au Poste Central de Chauffage.

I — Tableau de Contrôle Générateur.

- a Pression de vapeur surchauffée.
- b Débit de vapeur surchauffée.
- c Débit d'eau d'alimentation.
- d % de CO_2 .
- e % de $\text{CO} + \text{H}^2$.
- f Débit d'air secondaire.
- g Pression dans la chambre de combustion.
- h Débit d'air primaire.
- i Longueur de flamme.
- k Voltmètre survolteur "ventilateurs".
- l Voltmètre survolteur "charbon".
- t Enregistreur du débit de vapeur surchauffée.
- u Compteurs d'eau d'alimentation.
- v Compteur de vapeur.
- w Enregistreur CO_2 , $\text{CO} + \text{H}^2$, température de sortie.
- x Niveau à distance.

- 1 Bouton poussoir "plus vite".
- 2 "moins vite".
- 3 "arrêt général".
- 4 "arrêt d'urgence".
- 5 Rhéostat d'air primaire.
- 6 Rhéostat de charbon.
- 7 Bouton poussoir "arrêt général".

II — Panneau Central.

- m Wattmètre, totalisateur et enregistreur.
- m' Indicateur des séparateurs.
- n Indicateur d'alimentation.
- o Indicateur d'alimentation.
- p Enregistreur des températures de surchauffe.
- q Enregistreur 3 courbes, température d'eau d'alimentation.
- r Enregistreur de pression dans les séparateurs.
- s Enregistreur de pression d'eau d'alimentation.

L'ensemble de ces installations est déjà en service depuis quelques mois et paraît donner toute satisfaction. Nous pensons que la généralisation à l'ensemble d'une centrale de dispositions de ce genre est dès maintenant possible, et même souhaitable.

Le régime des chaudières est trop intimement lié au régime des machines pour qu'une signalisation assez complète liant la chaufferie au poste central des machines n'ait pas été depuis longtemps déjà jugée indispensable; et par ailleurs, le poste de réglage de charge des machines est toujours confondu avec le poste de commande des appareils haute tension.

La centralisation intégrale dans un seul poste de toutes les commandes relatives aux chaudières, aux machines et à l'appareillage haute tension, résoudrait évidemment d'une façon encore plus radicale les problèmes que l'on a tenté de résoudre ainsi.

Nous n'envisageons d'ailleurs une centralisation intégrale de ce genre comme réalisable qu'en ce qui concerne le réglage en marche normale des divers appareils. Il est vraisemblable que la mise en marche des appareils ne pourra être, sans inconvénient majeur, que partiellement centralisée, et il est évident que divers travaux secondaires (graissage, entretien, etc.) ne doivent être à aucun degré centralisés.

Examinons sommairement dans quelles conditions la centralisation intégrale des commandes d'une centrale thermique deviendrait possible :

1. La centralisation des renseignements exige l'emploi de bons appareils de mesure, avec indication transportée à distance. Ce problème paraît être résolu par plusieurs constructeurs d'une façon entièrement satisfaisante, et sans que le transport à distance des indications des appareils entraîne des frais supplémentaires considérables².
2. Le transport des indications des appareils de mesure, aussi bien que le transport des indications des commandes de divers appareils à partir du poste central, exige l'installation d'une filerie extrêmement soignée. Notre préférence va, pour les câbles eux-mêmes, aux câbles sous papier à enveloppe de plomb, reliés entre-eux des boîtes remplies de matière isolante. Mais nous croyons devoir attirer l'attention sur l'intérêt qu'il y aurait, pour une semblable installation, à prévoir l'installation matérielle de la filerie dans des conditions particulièrement soignées. Il serait utile de prévoir des tablettes spéciales, même un étage spécial de circulation des câbles de mesure et des câbles pilotes. Cette solution n'a pas été utilisée à Issy-les-Moulineaux, mais a été adoptée dans un des postes de transformation à 60000 V de la C.P.D.E. et elle s'y est révélée extrêmement satisfaisante.
3. Restent à envisager les moyens d'action dont on peut disposer sur les diverses parties du matériel de la centrale. Il conviendra naturellement d'étudier des systèmes généraux de liaison propres à réduire, par un groupement rationnel, le nombre des paramètres

² Voir notamment Keinath, ETZ, 17 octobre 1929.

indépendants (systèmes tels que l'emploi de survolteurs dévolteurs que nous mentionnions tout à l'heure en ce qui concerne la chaufferie d'Issy-les-Moulineaux), mais nous ne voulons retenir pour l'instant que l'examen des moyens d'action directs.

Tous les appareils entraînés par moteur électrique se prêtent de diverses façons (réglage de tension, réglage de champ, décalage de balais, etc.) au réglage de vitesse à distance.

Les turbines qui entraînent divers auxiliaires peuvent être très facilement réglées à distance comme le sont les turbo-alternateurs principaux.

Les appareils type vannes, papillons, enclenchements et tourteaux d'accouplement, etc. posent un problème plus difficile.

Les manœuvres électriques des vannes, très répandues en Amérique, se présentent en Europe comme extrêmement coûteuses et ne nous paraissent pas donner toutes les garanties de sécurité que l'on serait en droit d'en attendre.

La manœuvre hydraulique utilisant l'eau d'alimentation nous a paru extrêmement simple et peu coûteuse. Elle présente un degré de sécurité élevé, étant donné que l'eau d'alimentation ne manque jamais dans une centrale; il convient naturellement que les tuyauteries d'envoi d'eau soient établies de manière à ne donner lieu à aucun incident.

Nous pensons que dans certains cas il pourrait être intéressant d'utiliser des manœuvres électro-hydrauliques, dans lesquelles l'accès de l'eau dans les cylindres de presses serait gouverné par des distributeurs placés près des presses elles-mêmes, et commandés à distance par électro-aimants.

Signalons, par ailleurs, que l'Union d'Electricité après avoir procédé à des essais pratiques pendant plusieurs années généralise, dans sa nouvelle centrale de Vitry-Sud, un type de manœuvres pneumatiques utilisant des moteurs à air comprimé semblables à ceux des perceuses. Ces manœuvres pourraient évidemment être transformées en manœuvres électro-pneumatiques, dans le cas où la distance entre le point commandé et le poste de commande paraîtrait rendre trop onéreuse l'installation de la tuyauterie à air comprimé.

Nous devons, avant de conclure, noter que les idées qui viennent d'être exposées sont assez voisines des idées qui sont la base de l'équipement automatique des centrales. Il suffirait, dans une installation dans laquelle la centralisation aurait été poussée aussi loin que nous l'avons indiqué, de réunir par un automate les renseignements, d'une part, et les moyens d'action d'autre part, pour obtenir le fonctionnement automatique général. Nous croyons d'ailleurs qu'une marche automatique vraiment satisfaisante d'une installation complexe ne pourra être obtenue que si le travail de discrimination des variables importantes, de sélection des renseignements utiles à chaque instant, de groupement synthétique des paramètres, etc. est fait avec autant de soin que lorsqu'il s'agit de l'établissement d'une commande centralisée; ce qui revient à dire qu'il est bien certain que l'installation automatique elle-même fonctionnera d'autant mieux que tout aura été préparé pour rendre son action plus simple et plus rationnelle.

Nous pensons personnellement que dans l'état actuel et en ce qui concerne une centrale thermique, l'automatisme n'apporterait, par rapport à la centralisation intégrale, que des améliorations douteuses.

Certains faits, et notamment ceux touchant la combustion, nous paraissent être d'une interprétation difficile, si on refuse systématiquement de faire appel à un intermédiaire intelligent. Nous pensons, d'autre part, que l'établissement d'une commande centralisée bien étudiée suffit pour que l'on puisse tirer à chaque instant du matériel un rendement égal à celui constaté aux essais, ce qui est l'avantage réel que l'on attend en général d'une installation automatique.

Summary

The present paper deals with the problem of centralised control of the various apparatus and machines of a central power station.

When building the new power plant of the Compagnie Parisienne de Distribution d'Electricité at Issy-les-Moulineaux, we developed a centralised control system for the boilers. This device, which has already been described in the technical press, allows of the entire control of combustion from a central cabin, located near the boiler room.

We think it would be now possible to extend the same principles to the centralised control of a whole power plant and the means adopted of carrying out a control scheme of this kind are briefly discussed in the present paper, while the suitability of automatic operation is also dealt with.

Schaltanlagen einschl. automatischer Steuerung von Kraftwerken sowie Fernmessung und Nachrichtenübermittlung

Dr.-Ing. H. Probst

Bericht Nr. 96: Modern British Practice in High Power Switching (Great Britain)

R. W. Gregory und F. C. Winfield

Die Ausbildung des englischen Hoch- und Mittelspannungsnetzes — Grid genannt — bedingt, daß Schaltanlagen für hohe Abschaltleistungen bei Spannungen von 132, 66 und 33 kV gebaut werden müssen.

Die englische Industrie hat bis jetzt Schalter mit 1500 MVA Abschaltleistung auch bei Kraftwerksschaltanlagen hergestellt, jedoch sieht man keine Schwierigkeit darin, auch Schalter für 2500 MVA, namentlich für höhere Spannungen herzustellen. Die Konstruktion der englischen Hochleistungsschalter und der Fernschalteinrichtungen ist den kontinentalen Konstruktionsformen verwandt. Die Deckel und Ölschalter aus Stahl werden aber für einen sehr hohen Druck konstruiert, und zwar bis 33 kV, 25—70 at und bei Spannungen über 33 kV, 10—14 at pro cm². Über 1000 MVA bevorzugt man 1 Ölschalter für jede Phase mit 2—6-facher Unterbrechung pro Pol und mit Kondensatordurchführungen. Hinsichtlich der Abschaltleistung wird ein Gesetz erwähnt, wonach die Abschaltleistung eines Ölschalters in erster Annäherung mit der dritten Wurzel aus dem Produkt zulässiger Druck- und Kesselvolumen wächst.

In England werden vorzugsweise gußgekapselte Anlagen verwendet und bereits bis 66 kV fabriziert. Auch die Entwicklung des gekapselten Materials bis 132 kV wird erwogen.

Als zwei Haupttypen der gekapselten Schaltanlagen, werden solche mit horizontal-, und solche mit vertikal-ausziehbaren Ölschaltern, erwähnt. Das Bestreben geht dahin, als Isoliermittel statt Compoundmasse Öl zu verwenden. Die Vorteile des gekapselten Materials im Platzbedarf, der Bedienung usw. werden erwähnt. Auch bei den gekapselten Schaltanlagen legt man Wert darauf, einige Sektionen durch Zwischenwände zu trennen. Bei den Innenstationen nach dem Zellsystem, die weniger häufig benutzt werden, schlagen die Autoren vor, die Ölschalter außerhalb der Gebäude aufzustellen. Der im Gebäude verbleibende Teil der Schaltanlage wird dann nach dem bekannten Hallensystem ausgeführt.

Die Freiluftschaltanlage findet besonders Verwendung für die höchste Spannung des Grid, d. h. für 132 kV, aber auch im geringeren Maße für die Mittelspannungen. Um sich gegen die Abnahme des elektrischen

Sicherheitsgrades durch Anlagerung von Schmutz zu schützen, wurden neue Typen von Isolatoren entwickelt.

Die letzte Stufe der Entwicklung der englischen Schaltanlagen stellt die *gekapselte Schaltanlage für Freiluft* dar. Die Autoren sind der Auffassung, daß diese Art von Schaltanlagen zukünftig eine große Verbreitung finden werde, sie geben aber auch die Möglichkeit zu, daß bei Erhöhung der Betriebssicherheit des Leistungsschalters die gekapselten Schaltanlagen im Innern des Gebäudes bevorzugt werden. In allen großen Schaltanlagen werden Doppelsammelschienen bevorzugt. Die Verwendung von 2 Ölschaltern für jeden Stromkreis wird nur bei Generatoren als wichtig erachtet. Für Abzweige wird diese Methode, der Kostenfrage wegen, nicht empfohlen und auch hinsichtlich der Betriebssicherheit nicht für erforderlich erachtet.

Bericht Nr. 269: Modern American Circuit Breaker Practice for Alternating Current, High Power Service (USA.)

J. B. McNeill

Die amerikanische Schalterpraxis wurde von drei grundlegenden Gesichtspunkten beeinflusst.

1. Erhöhung der Abschaltleistung.
2. Konstruktion von öllosen Hochleistungsschaltern.
3. Verringerung der Gesamtabschaltzeit.

Der *erste Gesichtspunkt* hat zur Entwicklung der sog. Industrieschalter und der Kraftwerkschalter geführt. Erstere werden bis 15 kV und 350 MVA gebaut, wogegen letztere von 25 kV aufwärts bis 2500 MVA ausgeführt werden. Löschkammern und zweifache Unterbrechungen kommen zur Anwendung und für gute Ventilation des Luftpolsters wird Sorge getragen. Die Größe des Ölauswurfes wurde auch wesentlich verringert.

Die *Konstruktion eines öllosen Schalters* gelangte durch Slepian zur Verwirklichung. Dieser Schalter fußt auf folgenden Grundgedanken:

1. Nach Löschen eines Bogens entwickelt sich an der Kathode eine schützende Gasschicht, welche 250 V zu ihrem Überschlag braucht.
2. Je nach der Größe der wiederkehrenden Spannung kann man die Zahl der Platten so bestimmen, daß die Teilspannung kleiner wird als 250 V.
3. Durch ein elektrostatisches Feld wird für die gleichmäßige Aufteilung der wiederkehrenden Spannung gesorgt und durch ein magnetisches Feld wird die Rotation der Teillichtbögen verwirklicht.

Die Verringerung der Gesamtabschaltzeit erfolgt bei mittleren Spannungen im Bahnbetrieb mit Rücksicht auf möglichst kleine Induzierungen, in Höchstspannungsanlagen mit Rücksicht auf den stabilen Betrieb der gesunden Strecken. Der Schnellschalter für Bahnbetrieb hat etwa 2 Perioden Gesamtzeit, wozu ein besonderer Auslösemagnet, Blasspule, Schnellentklinkung und schnelle Traversenbewegung erforderlich sind.

Der Schnellschalter für Höchstspannung wird in zwei Formen beschrieben. Die erste Form, der Deion-Grid-Schalter, fußt auf der Tatsache, daß ein Lichtbogen durch einen Ölgasstrom am wirksamsten dann vernichtet werden kann, wenn das frische Ölgas entlang des Lichtbogens streift und sich mit ihm vermischt. Die Deion-Konstruktion gewährt eine besonders gute Abschaltung d. h. die Abschaltarbeit wird relativ gering. Die zweite Form ist durch die Entwicklung einer Speziallöschkammer und einen starken Ausschaltmechanismus gelungen. Wie zahlreiche Versuche im Netz großer Anlagen gezeigt haben, ist die Ausschaltbewegung der obigen Schalter sehr schnell, so daß ein Kurzschluß in der Zeit von 8 Perioden inkl. der Relaiszeit abgeschaltet wurde.

Bericht Nr. 41: Neuzeitliche Schaltanlagen für Großleistungen unter besonderer Berücksichtigung der Kostenfrage (Deutschland)

Prof. Dr.-Ing. W. Petersen und Mitarbeiter

Im ersten Teil werden die *Elemente neuzeitlicher Schaltanlagen* behandelt. Es werden die Schwierigkeiten bei Kurzschlußeinschaltung und Ausschaltung von Hochleistungsschaltern aufgezählt. Nachdem die Stabilität des Kurzschlußlichtbogens betreffende interessante Resultate mitgeteilt werden, wird auf die Arbeitsbedingungen der öllosen Leistungsschalter eingegangen.

Der Preßgasschalter benützt zum Löschen eine schnell eingeführte nicht ionisierte Gasschicht, wogegen der Expansionsschalter die Elektronen der Schaltstrecke in Kondensationskerne verwandelt und dadurch die Rückzündung verhindert.

Moderne Trennschalter, Isolatoren, Reaktanzen und Wandlerkonstruktionen werden erläutert.

Im zweiten Teil erfolgt eine Übersicht über den *Aufbau neuzeitlicher Schaltanlagen*.

Großstädtische Schaltanlagen werden meistens in die Höhe, Überlandzentralen in die Breite gebaut. Ölschalterkammern münden ins Freie oder mindestens in einen getrennten Qualmgang (der durch Ventilatoren abgesaugt werden kann).

Die Abtrennung der Schalträume der Höhe nach im Ölschalterkessel, Ölschalterdeckel, Trennschalter und Sammelschienenraum wird erwähnt. Die Trennschalter werden durch Gestänge womöglich vom Ölschalterbedienungsangang aus betätigt. Hierbei wird größere Sicherheit erreicht und die mechanische Verriegelung erleichtert.

Die *Freiluftanlagen* unterscheiden sich hauptsächlich in der Disposition der Trennschalter. Neuerdings kommen statt Gitterträgern Vollblechträger oder sogar Betonträger in Frage.

Die Frage der *Schaltwarte* wird im einzelnen behandelt und auch auf die schwachstrommäßig ausgeführte Warte und auf das Leuchtschaltbild wird hingewiesen. Eine neue Art von Warte wird für den Lastverteiler mehrerer aus wirtschaftlichen Gründen gekuppelter Werke erforderlich werden.

Es folgt dann ein Vergleich mit der Schaltanlagen-Praxis anderer Länder.

Im allgemeinen sind die Unterschiede zwischen der deutschen und ausländischen Praxis nicht grundlegend. Eine Ausnahme hiervon bildet die englische Schaltanlagenpraxis. Dort werden gekapselte Anlagen für große Kraftwerke und hohe Abschaltleistungen bis zu 60 kV ausgeführt. Interessant ist noch die Doppelölschalterpraxis in Amerika. Bei der Ausbildung der Kommandoanlagen wird bei den ausländischen Anlagen infolge der Verwendung normaler hoher Meßinstrumente meistens keine so ruhige Wirkung erzielt wie bei den deutschen Warten.

Wenn man die gleiche Anzahl der Apparate verwendet und Spezialfälle ausscheidet, so ergibt sich hinsichtlich der Kostenfrage, unter Berücksichtigung der Baukosten, kein wesentlicher Unterschied bei den verschiedenartigsten Anordnungen.

Bericht Nr. 409: Neuzeitliche große Schaltanlagen in der Tschechoslowakei (Tschechoslowakei)

D.-Ing. J. Řezníček und Ing. F. Vaněk

Die Autoren geben zunächst einen kurzen Überblick über die historische Entwicklung von Schaltanlagen und gehen dann auf den üblichen Aufbau der Schaltanlagen in ihrer Heimat ein. Es wird dort die 2etagige Anordnung und die Anordnung eines Doppelsammelschienensystems bevorzugt mit aus dem Ölschaltergang ersichtlichen Trennschaltern. Als Zellenaufbaumaterial wird wie üblich Duro- bzw. Beton verwendet. Es werden die einzelnen Großschaltanlagen beschrieben. Die erste Freiluftanlage befindet sich noch im Bau. Die 100 kV-Schaltanlage des Umspannwerkes Prag-Süd ist so disponiert wie eine einetagige Freiluftschaltanlage welche mit einem Eisenbetongebäude umkleidet ist, dabei stehen die Transformatoren mit 11% Kurzschlußspannung im Freien. Es wird weiterhin erwähnt, daß durchweg nur Meßwandler ohne Ölfüllung verwendet werden. Als 100 kV-Spannungswandler werden kapazitive Meßanordnungen angewendet. Die Hochspannungsapparate entsprechen den üblichen Konstruktionen.

Zu erwähnen wäre noch, daß die 60- und 100-kV-Freileitungen mit geerdetem Nullpunkt betrieben werden. Es werden Gesichtspunkte für die Wahl der bisher angewendeten direkten Nullpunktserdung aufgeführt. Die Transformatoren müssen unbedingt eine Dreieckwicklung besitzen, die so bemessen ist, daß sie bei einphasigen Kurzschlüssen mechanisch festbleibt und erforderlichenfalls den zukünftigen Anschluß von synchronem Phasenschiebern gestattet.

Am Schluß werden noch die verwendeten Hochspannungsmaterialien und Apparaturen beschrieben und auch die verschiedenen Schutzvorrichtungen, darunter der Autovalve Arrester erwähnt.

Bericht Nr. 34: Gekapselte Schaltanlagen für Hochspannung (Deutschland)
C. Cippitelli und Mitarbeiter

Ursprünglich war die Kapselung als Berührungsschutz gedacht, bei Verwendung von Schalteinrichtungen in feuchten Räumen wurde jedoch ein Schutz für die Hochspannungsschaltapparatur erforderlich. Durch Kapselung der normalen Schaltapparate in geschlossenen Blechgehäusen

verminderte man die schädlichen Einflüsse. Unter der Bezeichnung Schaltwagen, -kästen und -schränke entstand eine Anzahl gekapselter Einrichtungen, die sich in feuchten Betrieben bewährt haben.

Obleich das gekapselte und ausziehbare Schaltmaterial in Deutschland zuerst entwickelt wurde, behielt bei den Schaltanlagen mit größerer Kurzschlußbeanspruchung das Zellsystem die Oberhand. Im Gegensatz dazu machte man in England von dem gekapselten Schaltmaterial auch bei großen Anlagen immer mehr Gebrauch.

Einen Anstoß für die Weiterentwicklung der Kapselung in Deutschland bildete die Zunahme der spezifischen Verbrauchsdichte in Großstädten. Hier verlangte man aus Platzmangel nach sehr gedungen gebauten und leistungsfähigen gekapselten Anlagen. Um diesen Anforderungen gerecht zu werden, konnte man auf die gußgekapselten und massgefüllten englischen Konstruktionen zurückgreifen. Sowohl die Konstruktionen nach *Reyrolle* als auch die nach *Fergusson* werden bei kleinen Verteilungsanlagen angewendet und von den meisten deutschen Firmen hergestellt und teilweise auch im Freien aufgestellt.

Bericht Nr. 40: Selbsttätige und ferngesteuerte Kraft- und Nebenwerke sowie Einrichtungen und Anordnungen der Nachrichtenübermittlung, der Fernmessung und der Fernsteuerung in Elektrizitätsversorgungsbetrieben (Deutschland)
Dr.-Ing. M. Schleicher und Mitarbeiter

Es werden zunächst die Aufgaben der Automatisierung, die durch sie erreichbaren Vorteile und die verschiedenen technischen Lösungen erläutert.

Die Aufgaben sind:

1. Automatisierung von Kraftwerken, insbesondere von Speicherwerken und Nebenkraftwerken, die meistens Wasserkraftwerke sind, und mit Synchron- bzw. Asynchronmaschinen ausgerüstet sind.
2. Automatisierung von Umformerwerken jeder Art zur Verbesserung der Spannungsverhältnisse in Gleichstromnetzen.
3. Automatisierung von Transformatorstationen.

Die Gewinne sind:

1. Verlässlichkeit und Schnelligkeit bei der zwangsläufigen Ausführung der Schaltaufgaben,
2. Ersparnisse an Gebäuden und Personal.

Die technischen Lösungen gliedern sich in:

1. reine Abhängigkeitsschaltung,
2. Abhängigkeitsschaltung mit Steuerwalze.

Der Bericht diskutiert dann die Frage der Teilautomatisierung und ihren Zusammenhang mit der Fernsteuerung.

Es wird dann über die Fernwirktechnik berichtet, deren Entwicklung von der wirtschaftlichen Notwendigkeit einer zentralen Lastverteilung in gekuppelten Netzen bedingt ist.

Es sind folgende technische Gruppen zu unterscheiden:

1. Fernsteuerung, durch welche eine zentrale Betätigung entferntliegender Schalter bezweckt wird.

2. Fernmeldung, durch deren Hilfe der Schaltzustand wichtiger Schalter automatisch zurückgemeldet werden kann.
3. Fernmessung, die zur Übermittlung wirtschaftlich wichtiger Meßwerte dient.
4. Fernregelung, durch welche auf die Maschinenregler und die Stufenschalter eingewirkt wird.
5. Nachrichtenübermittlung in Sprache und Schrift, Fernsprechen und -schreiben.

Alle diese Einrichtungen arbeiten mit Schwachstrom bzw. Stromimpulsen. Als Übertragungskanal für sie kommen Spezi­alschwachstromkabel, gemietete Postkabeladern oder die Hochspannungsleitungen selbst in Frage, bei welch letzteren eine hochfrequente Trägerwelle erforderlich ist. Die Übertragungskanäle und Einrichtungen sollen gefahrlos, unabhängig vom Isolierzustand arbeiten. Eine Vielfachausnützung durch gleichzeitige Übertragung mit verschiedenen Frequenzen und absatzweise Übertragung mit einer Frequenz wird oft erforderlich.

Am Ende des Berichtes wird auf die allgemeine Bedeutung der Fernwirkanlagen nochmals eingegangen und über die Organisation des Lastverteilers einiges mitgeteilt.

Bericht Nr. 261: Automatic Stations and their Remote Supervision (USA.)
C. Lichtenberg und R. J. Wensley

Die Entwicklung der automatischen Anlagen in Amerika ist schon 15 Jahre alt. Alle Arten von elektrischen Anlagen sind in außerordentlich großer Zahl automatisiert und die verwendeten Relais normalisiert. Im Bahnbetrieb arbeiten automatische Umformeranlagen, u. a. auch fahrbare Stationen. Arbeiten auf dem Gebiet der Automatisierung von Bahnspiseleitungen (Feeder) haben zu vielseitigen Lösungen auf diesem Gebiet geführt. Was die Lichtnetze anbetrifft, so ist bemerkenswert, daß automatische Rückwattschalter (network protectors), welche dazu dienen, Netztransformatoren bei nicht betriebsmäßigen Zuständen vom Niederspannungsnetz abzutrennen und bei wieder gesundem Betrieb wieder ans Netz zu legen, in großem Maße Anwendung finden. Bezüglich automatischer Wasserwerksanlagen ist zu bemerken, daß das Verfahren der Grobsynchronisierung (self-synchronizing) allgemeine Anwendung findet. Es handelt sich um das Synchronisierungsverfahren, bei welchem die nur schwach erregte Maschine bei Erreichen von ca. 90% ihrer synchronen Tourenzahl ohne weiteres an das unter Spannung stehende Netz gelegt wird, worauf die Erregung auf ihren Normalwert verstärkt wird (ohne Benutzung einer Fangdrosselspule). Im Gegensatz zu der deutschen Praxis sind in Amerika Wiedereinschaltvorrichtungen für Hochspannungsölschalter (Reclosing feeders) in großer Zahl in Betrieb, und zwar bis zu den höchsten Spannungen und großen Leistungen. In Betrieb befindliche Fernsteuersysteme sind die folgenden:

1. das Impulse Audible-System,
2. das Impulse Visual-System,
3. das Carrier Frequency-System.

Die Meßsysteme sind:

1. das Rheostatic Telemetering-System,
2. das Frequency Impulse Telemetering,
3. das Rectified Current Telemetering,
4. das Audio Frequency Telemetering-System.

Bericht Nr. 364: Die Bedeutung der Automatisierung von Wasserkraftwerken für die schwedische elektrische Energieerzeugung (Schweden)

C. Kiessling

Ausgehend von den in Schweden vorhandenen Wasserkraftbedingungen wird gezeigt, daß das Automatisierungsproblem für die kleineren und mittelgroßen Kraftwerke von großer Bedeutung ist. Da der gesamte Ausbau von Werken bis 5000 PS rund 38% des totalen Ausbaues des Landes ausmacht, so hat die Automatisierung auch auf die ganze Kraftversorgung des Landes Einfluß. Die technischen Hilfsmittel für die verschiedenen Fälle, welche für Wasserkraftanlagen in Frage kommen, werden behandelt. Als Synchronisierungsmethode wird die der vollautomatischen Feinsynchronisierung beschrieben. Was die Fernbetätigung der schwedischen Wasserkraftwerke anbetrifft, so handelt es sich um Entfernungen von ungefähr 100 km Aktionsradius. Eine Wählerapparat zur Fernsteuerung von Wasserkraftanlagen, welche mit zwei synchron laufenden Wählern arbeitet, wird eingehend erläutert.

Bericht Nr. 94: Automatic Hydro-Electric Stations in Australia (Great Britain)

H. D. Cook

Die Wasserkraftanlagen der Sugarloaf-Rubicon-Gruppe in Australien werden beschrieben. 4 und später 6 selbsttätige Stationen werden von einem Punkt aus betätigt und geregelt. Die Anlagen großer Leistung werden nach dem Verfahren der automatischen Feinsynchronisierung parallel geschaltet, bei den kleineren Anlagen ist die Methode der Grobsynchronisierung (self-synchronizing), und zwar ohne Benutzung von Fangdrosselspulen, angewandt. Durch Fernsteuerung wird nur der Impuls für das Anlassen und Abstellen gegeben, die übrigen Vorgänge, mit Ausnahme der Lastregulierung, erfolgen innerhalb der Wasserkraftanlage vollautomatisch. Als Fernsteuersystem ist in einem Falle ein Wählerverfahren in Betrieb. Für die Fernsteuerung sind zwischen Steuerstelle und Wasserkraftanlage nur 3 Leitungen verlegt. In anderen Fällen erfolgt die Betätigung über Vielleiterkabel unter Benutzung von polarisierten Relais.

Bericht Nr. 91: Remote Metering (Great Britain)

F. H. Clough

Die wichtige Rolle eines Lastverteilers und die damit verbundenen fernwirktechnischen Aufgaben wurden auch in England im vollen Umfange erkannt und gewürdigt. Die Übertragung der Größe von

Wirk- und Blindleistungen der wichtigen Erzeugerstationen, der Leistungs- und Blindleistungsrichtung in wichtigen Verteilungspunkten wird fernmeßtechnisch erwünscht. Ebenso wird die Rückmeldung von wichtigen Schalterstellungen erforderlich.

Folgende kontinuierliche Fernmeßverfahren werden genannt:

1. Das Verfahren nach *Midworth*, welches mit indirekter Stromregulierung nach dem Kompensationsprinzip arbeitet.
2. Das Verfahren nach *Everett*, das mit Hilfe eines ruhenden Gleichrichters Gleichströme gewinnt.
3. Das Verfahren nach dem Autor, welches mit rotierenden Umformern arbeitet. Ein kleiner Synchronmotor treibt zwei um 90 elektrische Grade verschobene Kommutatoren an. Die erzeugten Gleichströme sind der Wirk- bzw. Blindleistung proportional und können fernübertragen werden.

Es wird dann ein Fernsteuerverfahren beschrieben, wobei unter Anwendung von 3 Verbindungsleitungen folgende Aufgaben gleichzeitig gelöst werden: Telephonieren zwischen Lastverteilern und einzelnen Stationen, automatische Rückmeldung von Schalterstellungen, absatzweise Übertragung von Wirk- und Blindleistungen und verschiedenen Meßsummationen.

Alle diese Fernwirkanlagen arbeiten mit Schwachstromimpulsen.

Bericht Nr. 209: Die elektrische Fernmessung unter besonderer Berücksichtigung der Summenfernmessung und ihre Bedeutung für die Elektrizitätswirtschaft (Schweiz)
Dipl.-Ing. W. Janicki

Nach Klarlegung der Grundbegriffe der Fernmessung wird über die Vor- und Nachteile der Gleichstromfernmeßmethoden berichtet. Besonders hervorzuheben ist die gute Summierungsmöglichkeit und die verzögerungsfreie Übertragung. Als Nachteile sind zu bezeichnen, daß Überträger und damit gefährdete Niederspannungsleitungen nicht verwendet werden können. Außerdem ist eine Abhängigkeit von dem Isolationszustand der Übertragungskanäle, wenn auch im geringen Maße, vorhanden.

Von den Wechselstromübertragungen kommt nur das sog. Hilfsfrequenzverfahren in Frage.

Es werden dann die Anforderungen an eine richtige Fernmessung zusammengestellt und folgende Arten von wichtigen Fernmeßverfahren unterschieden:

1. Umformung der Meßgröße im Gleichstrom ohne Verwendung von Hilfsstromquellen, besonders das Thermo-Umformerverfahren nach *Fawcett* und das sog. Telewattsystem kommen hier in Frage.
2. Umformung in Gleichstrom mit Hilfsstromquelle. Die Meßgröße stellt hierbei entweder direkt oder indirekt einen Widerstand, der mit Hilfe eines Kreuzspulinstrumentes ferngemessen wird. Auch das Kompensationsverfahren gehört zu dieser Gruppe.

3. Verschiedene Impulsverfahren, wobei zwischen Impulszeit-, Impulsfrequenz- und Impulszahlverfahren zu unterscheiden ist. Es wird ein interessantes Impulszahlverfahren beschrieben, welches sich vorzüglich für die Summenfernzählung eignet.
4. Induktionsverfahren, wie das amerikanische Selsyn-Verfahren und das europäische Induktionsverfahren.

Es sind die verschiedenen Fernmeßverfahren tabellarisch zusammengestellt, wobei die Vorteile und Nachteile der einzelnen Verfahren ohne weiteres zu ersehen sind.

Das Impulsverfahren wird als aussichtsreiche Gruppe für die Zukunft bezeichnet, da es sowohl einen simultanen Betrieb als auch eine absatzweise Übertragung zuläßt. Diese Mehrfachausnützung der Verbindungskanäle dürfte von überwiegender wirtschaftlicher Bedeutung sein. Am Ende sind die Gesichtspunkte zur Wahl eines Fernmeßverfahrens bei vorliegenden Aufgaben zusammengestellt.

Bericht Nr. 202: La centralisation des commandes (France)

Ing. G. Dessus

Der Autor beschäftigt sich mit der Bedeutung der zentralen Kommandostellen für Kessel- und Eigenbedarfsanlagen. Es wird eine derartige Einrichtung eines großen französischen Kraftwerkes beschrieben. Der Autor bezweifelt, daß die Automatisierung wesentliche Vorteile gegenüber einer richtig ausgelegten zentralen Steuerung bieten könnte. Um die mannigfachen Steueraufgaben auf wenige Steuerbewegungen zurückzuführen, werden Motore gruppenweise gesteuert. Eine Aufteilung der Regulieraufgabe ist trotzdem zwischen den einzelnen gleichartigen Motoren mit einfachen Zusatzeinrichtungen möglich. Es wird behauptet, daß zentralisierte Steuer- und Meßeinrichtungen für alle Teile der Kraftwerke in Zukunft Anwendung finden werden nach dem Vorbild der jetzigen zentralen Warte für den elektrischen Kraftwerksteil.

Entwicklungslinien

Der Leitgedanke der Zweiten Weltkraftkonferenz ist die Verbesserung des Energieabsatzes. Mit dieser Aufgabe ist jedoch die wirtschaftliche Erzeugung und Verteilung der Energie eng verbunden. Die Verteilung der elektrischen Energie bedingt u. a. eine Anzahl von Schalt- bzw. Überwachungsaufgaben, zu deren Bewältigung eine sinn gemäß angeordnete Schalt- bzw. Überwachungsapparatur — die Schaltanlage — erforderlich ist.

Die Kosten der Schaltapparatur und im Zusammenhang damit die Kosten der Schaltanlagen bei gleicher Betriebssicherheit herabzumindern ist anzustreben. Durch die Einführung ölloser Schaltapparate scheint man dem Ziele, die Schaltanlagen zu verbilligen, einen Schritt näherzukommen.

Die Entwicklung der Apparatur und die neuen Gesichtspunkte der Disposition sollen getrennt betrachtet und dann über die Entwicklung moderner Überwachungstechnik, wie Automatik und Fernwirktechnik, berichtet werden.

a. Entwicklung der Apparatur

Die Entwicklung der Leistungsschalter ist in erster Linie zu beachten. Ölfreie Leistungsschalter wurden sowohl in Amerika als auch in Europa fertiggestellt und sehen ihrer ersten praktischen Erprobung entgegen. Das Grundprinzip aller ölflosen Leistungsschalter besteht darin, die Rückzündung durch irgendwelche künstliche Regenerierung der Schaltstrecke nach dem ersten bzw. zweiten Nulldurchgang des Kurzschlußstromes zu verhindern und dadurch eine schnelle Funkenlöschung mit kleiner Schaltarbeit zu verbinden. Erwähnenswerte Lösungen sind der amerikanische Deion-Schalter und die beiden deutschen Konstruktionen, der Expansionsschalter und Preßgasschalter.

Auch in einer anderen Richtung nahm die Entwicklung der Schalter ihren Gang. Die Stabilitätsuntersuchungen in Amerika haben es gezeigt, daß bei der dortigen Erdungspraxis in Höchstspannungsnetzen eine außerordentlich geringe Gesamtab Schaltzeit bei Freileitungskurzschlüssen mit Rücksicht auf das Stabilbleiben der speisenden Kraftwerke erforderlich ist. So entstand der Wunsch nach Hochleistungs-Schnellschaltern. Derartige Schalter wurden in Amerika in 2 Formen entwickelt und bei Freileitungsversuchen erprobt. Besonders bemerkenswert ist die erste Form, der sog. Deion-Grid-Schalter, welche ein neues Prinzip zur wirksamen Löschung langer Lichtbögen unter Öl benutzt.

Interessante Entwicklung zeigen auch die Meßwandler. Für Mittelspannungen sind besonders an die Kurzschlußfestigkeit der Wandler große Ansprüche gestellt worden und befriedigende Lösungen gefunden. Bei Höchstspannungen dagegen mußte man mit Rücksicht auf eine wirtschaftliche Konstruktion den bisher gegangenen Weg zur Gewinnung von Meßspannungen verlassen. So entstanden die verschiedenen Kaskadenwandler und kapazitive Spannungsmeßeinrichtungen. Die Konstruktion eines sog. ölfreien Spannungswandlers muß besonders erwähnt werden.

Die anderen wichtigen Apparate, wie Stützer, Durchführungen, Trennschalter, Drosselspulen für Kurzschlußbegrenzung und Grobsynchronisierung haben sich in den letzten Jahren ebenfalls entwickelt, jedoch zeigt diese Entwicklung nichts besonders Nennenswertes.

b. Neuartige Dispositionen

Die Freiluftdispositionen haben sich durchweg bewährt, auch in der veruhten Großstadtluft haben sich Freiluftschaltanlagen eingeführt. Allgemein wurde die bisherige Disposition der Schaltanlagen hauptsächlich aus der Explosionsgefährlichkeit der Ölschalter abgeleitet. Es ist demgemäß zu erwarten, daß mit der Bewährung der ölflosen Hochleistungsschalter die Disposition der Anlagen eine Änderung erfährt und der Anschaffungspreis sinkt.

Das gekapselte Hochspannungsmaterial wird für Hochleistungsschaltanlagen in Amerika und England mehr angewendet als in den anderen Staaten. Als Vorteile dieser Anlagen werden in der Haupt-

sache gute Verriegelbarkeit, leichte Montage an Ort und Stelle und verringerter Raumbedarf, keine Berührungsgefahr usw. angegeben.

Neuerdings werden die gekapselten Anlagen auch für Freiluft in verschiedenen Ländern ausgeführt. Eine Ausführung für das englische Überlandnetz mit 132 kV ist in Aussicht genommen und von verschiedenen englischen Firmen durchprojektiert.

c. Hilfseinrichtungen

Diejenigen Einrichtungen, die die Übersicht und damit die richtige Benutzung der Schaltanlagen gestatten, wollen wir als Hilfseinrichtungen im weitesten Sinne bezeichnen.

1. Entwicklung von Handbedienungswarten

Die der eigentlichen Schaltanlage zugeordnete Überwachungs- und Schaltstelle, die Warte, hat sich bei Schaltanlagen geringeren Umfangs nicht geändert. Die Gruppierung der Apparate ist aber immer mehr in der Weise vorgenommen, daß man sozusagen im Schaltbild schaltet.

Bei ausgedehnten Anlagen machte sich jedoch das Bedürfnis nach konzentrierter Übersicht bemerkbar. Aus diesem Erfordernis heraus entstanden die sog. Leuchtschaltbilder.

Mit der Entwicklung der Fernwirktechnik wurde auch die Frage der schwachstrommäßig ausgeführten Warten aktuell. Es lassen sich Fälle denken, besonders bei Großkraftwerken mit abgelegenen Schaltanlagen, bei welchen die schwachstrommäßige Ausführung der Warten Ersparnisse bringt.

2. Entwicklung der Automatik

Automatische Schaltanlagen haben sich verhältnismäßig schnell eingeführt. Die Entwicklung ging von Amerika aus. Die Automatisierung, welche darin besteht, die Bedienung von Maschinen, Transformatoren und Schaltern, welche bisher von Hand erfolgte, einer Relais- und Schützenkombination zu übergeben, wird auf sämtlichen Gebieten der Stromerzeugung und -verteilung mit Erfolg angewendet. In Amerika führte die Entwicklung zur Normalisierung und sinngemäßen Nummerierung der verschiedenen Relais der Automatik. Neben der Ersparnis von Bedienungskosten, welche hauptsächlich bei kleineren und mittleren Anlagen eine Rolle spielt, bringt die Automatisierung bei großen Anlagen technische Vorteile gegenüber der Handbedienung mit sich. Beispiele hierfür sind die Verkürzung der Inbetriebsetzungszeit von Maschinen, die exakte und schnelle Wiederinbetriebsetzung derselben nach äußeren Störungen und ähnliche betriebstechnische Vorgänge. Die Entwicklung hat gezeigt, daß eine Vereinigung der Verfahren der Automatik mit derjenigen der Fernsteuerung vom Betriebsstandpunkt sowie vom organisatorischen Standpunkte aus Vorteile bringt, welche derartige modern ausgerüstete Gesamtanlagen den bisher in Betrieb befindlichen handbedienten Anlagen überlegen machen. Der Vervollkommnung der Kombination von rein automatischen Schaltverfahren mit denjenigen der Fernsteuerung und Fernmessung wird augenblicklich besondere Aufmerksamkeit geschenkt.

3. Entwicklung einer übergeordneten Warte für gekuppelte Netze (Lastverteiler)

Die planmäßig richtige Ausnützung der verschiedenen gekuppelten Erzeugeranlagen haben die Einrichtung, der sog. Lastverteilerstelle, notwendig gemacht. Die Lastverteilerstelle ist eine zentrale Kommandoanlage, von der aus die Hauptschaltmanipulationen der einzelnen Schaltanlagen des Netzes aus wirtschaftlichen Gründen geleitet werden.

Diese Stelle muß durch Fernmessung und Fernmeldung des Schaltzustandes der einzelnen Schaltanlagen informiert sein. Außerdem muß sie in der Lage sein, eine Befehlstätigkeit auszuüben, d. h. in den Schaltzustand durch Befehle oder direkt mit Hilfe von Fernsteuerung einzugreifen, um für den wirtschaftlichen Gesamtbetrieb Sorge zu tragen. Zur Übermittlung der Schaltbefehle stehen Fernkommandos und Fernschreibung zur Verfügung. Von der Fernsteuerung der einzelnen Ölschalter wird man nach den heutigen Gesichtspunkten in größeren Netzkomplexen zunächst absehen. Jedoch ist zu erwarten, daß mit der Erhöhung der Schaltsicherheit der Schaltanlagen die Fernsteuerung an Bedeutung gewinnen wird.

Die stufenweise oder kontinuierliche Fernregelung sowie die automatische Nachstellung von Leuchtschaltbildern oder Signaltableaux sind vorzügliche Hilfsmittel für den Lastverteiler.

Die neu erstandene Technik dieser Einrichtungen sei hier kurz erwähnt. Die *Fernmessung* arbeitet entweder mit Gleichstromübertragung oder mit Impulsübertragung. Erstere ergeben ein unverzögert arbeitendes Fernmeßverfahren, wobei jedoch noch direkte Leitungen benötigt werden. Letztere dagegen ergeben ein Verfahren mit verzögerter Anzeige, jedoch kann als Übertragungskanal die Freileitung selbst verwendet werden.

Die *Fernsteuereinrichtungen* arbeiten entweder nach dem Prinzip des rotierenden Verteilers oder als Schrittschaltwerke. Die letztere Anordnung ähnelt der automatischen Telephonie, nur ist sie besonders zuverlässig, da die Schaltung sich selbst auf ihre Richtigkeit kontrolliert, was bei der automatischen Telephonie nicht nötig ist. Die Rückmeldeeinrichtungen sind ähnlich wie die Fernsteuereinrichtungen. Zum Zwecke der *Fernregulierung* kann ein bestehendes Fernmeßverfahren mit geeigneten Zusatzeinrichtungen verwendet werden.

Es ist unmöglich, hier auf die verschiedenen neu entwickelten Konstruktionen einzugehen, jedoch läßt sich behaupten, daß mit Hilfe der entwickelten Fernwirktechnik der Lastverteiler richtig ausgerüstet werden kann.

Ein gemeinsames Kennzeichen aller Fernwirkverfahren ist die schwachstrommäßige Ausführung, wobei besondere Sorge der Vielfachausnützung der Verbindungskanäle gewidmet werden muß.

d. Schaltanlagen für Kesselhäuser

Es ist eine Tendenz vorhanden, für Kesselhäuser Zentralkommandostellen zu bilden, in welchen die Betätigungsdruckknöpfe, Kontroll-

apparate sinngemäß angeordnet sind und so eine zentrale Fernsteuerung der gesamten Eigenbedarfsanlage ermöglicht wird. Ob hier eine weitgehende Automatisierung, abgesehen von der Automatisierung des Feuerungsprozesses, stattfinden wird, ist zu bezweifeln, jedoch ist mit einer zentralen Fernsteuerung zu rechnen.

Diskussionsvorschläge

1. Sind nach den bisherigen Betriebserfahrungen bei den städtischen Kraftwerken bis 30 kV, wo die Platzfrage keine Rolle spielt, die Schaltanlagen nach dem Zellensystem durch gekapseltes Schaltmaterial für Innen- bzw. Freiluftkonstruktionen zu ersetzen?
2. Lassen sich die Mehrkosten bei der Anwendung von 2 Ölschaltern für jeden Abzweig rechtfertigen, wenn man die betriebstechnischen und schalttechnischen Vorteile ins Auge faßt? Wie denkt man über die Vorteile der Umgehungs- (By-pass-) Trennschalter?
3. Erachtet man in automatisch gesteuerten Anlagen neben den automatischen Einrichtungen die von einigen Bestellern gewünschte Apparatur für vollkommene Handsteuerung noch für erforderlich?
4. Wie denkt man über die Vorteile der Automatisierung der Speicherkraftwerke und Spitzenwerke?
5. Empfiehlt es sich, mit Rücksicht auf die Kostenfrage, die Übersicht und die Raumverkleinerung die Kraftwerkswarten mit Apparaten für Schwachstrom auszurüsten?
6. Ist eine automatische Schalterstellungs-Rückmeldung für den Lastverteiler unbedingt erforderlich? Wie sind die Aussichten einer zentralen Fernbetätigung der Schalter in großstädtischen bzw. Überlandwerken durch den Lastverteiler?

General Report

**Switchgear including Automatic Control Apparatus
for Power Stations and Remote Metering
and Signalling Apparatus**

Dr.-Ing. H. Probst

Paper No. 96: Modern British Practice in High Power Switching (Great Britain)

R. W. Gregory and F. C. Winfield

The development in Britain of the high and medium tension network, known as the grid, necessitates the construction of switchgears capable of dealing with very large currents at voltages of 132, 66 and 33 kV.

Switches capable of disconnecting circuits carrying 1500 MVA in power plant switchgear, have been the largest produced so far by the British switchgear makers, but no difficulty is anticipated in building switches for 2500 MVA, especially for very high voltages. The designs of British heavy duty switches and remote control switchgears are closely related to those adopted on the continent. The covers and oilswitches of steel are built to withstand very high pressures, namely 375 to 1050 lbs./sq.in. (25—70 at) up to 33 kV, and above 33 kV only 150 to 210 lbs./sq.in. For dealing with more than 1000 MVA, a separate oilswitch is preferred for each phase with two to six breaks per pole and with condenser type bushings.

Reference is made to a law according to which the rupturing capacity of an oil switch increases, as a rough approximation, as the cubic root of the product of the permissible pressure and the cubic contents of the tank.

In England preference is given to ironclad switch-gear (cast iron) which is actually made for voltages up to 66 kV. Development for this type of gear for up to 132 kV is under consideration.

Two principal types may be referred to: the horizontal and the vertical type of draw-out oilswitch. The tendency is to substitute oil as an insulator instead of compound. The advantages of iron-clad gear as regards space occupied, attendance, etc. are pointed out.

Even with the iron-clad switchgear it is considered important to isolate sections by means of partition walls.

Indoor switchgears designed on the cubicle system, are less frequently adopted and the authors recommend placing the oilswitches outside the buildings. That portion of the gear which remains inside the building is arranged on the well-known Hall system.

Out door switching stations are adopted principally for the highest voltages on the grid, namely 132 kV, but also to a lesser extent for medium voltages. In order to prevent the lowering of the electrical factor of safety due to the deposit of dirt from the atmosphere, new types of insulator were evolved.

The latest stage of development in English switchgear installations is represented by the *ironclad open air gear*. The authors are of the opinion that this type of installation will have an extended application in the future, but they admit the possibility that with increased reliability of the oilswitches, ironclad switchgear installed indoors will be preferred.

Duplicate bus bars are preferred in all important installations. The employment of two circuit breakers for each circuit is considered of importance for generator circuits only. For each outgoing feeder the method is not recommended on account of the cost and moreover it is not considered necessary from the point of view of continuity of supply.

Paper No. 269: Modern American Circuit Breaker Practice for Alternating Current, High Power Service (U. S. A.)
J. B. McNeill

American Switchgear Practice has been influenced by three main considerations:

1. Increasing the switching capacity.
2. Design of oil-less high power switches.
3. Reduction of the total time required for breaking a circuit.

The *first consideration* led to the development of the so-called industrial type and power station switches. The former are built for voltages up to 15 kV and 350 MVA, while the latter are built from 25 kV upwards and up to 2500 MVA.

Explosion pots and double breaks are employed and attention is given to good ventilation of the air space. The amount of oil thrown out was likewise materially reduced.

The design of an *oil-less switch* was brought to fruition by Slepian. This switch is based on the following fundamental arguments: —

1. After extinction of an arc a protective layer of gas forms on the cathode and this requires a voltage of 250 V to break it down.
2. According to the value of the return voltage, the number of plates can be so determined that the sectional voltages are kept below 250 V.
3. An electrostatic field provides for the equal distribution of the return voltage and a magnetic field secures the rotation of the arcs at the individual sections.

The reduction of the total time for breaking the circuit at medium voltages on traction work is made in order to diminish inductive effects as much as possible; on extra high tension installations its object is to avoid disturbance on transmission line sections which are in a normal state. The quick break switch for traction work requires a total time of about two periods, for this purpose a special trip coil, blow out and quick acting release mechanism and motion of the switch are necessary.

Two types of the quick break switch for extra high tension are described. The first, the Deion-grid-switch, is based on the fact that an arc can be most effectively extinguished by a current of oil gas, if the fresh oil gas passes alongside the arc and mixes with it. In the Deion-grid design the efficiency of rupture, reaches a maximum, i. e. arc energy is relatively low. The second type was evolved by the provision of a special explosion chamber. As has been shown by numerous trials on the networks connected to big installations, the break is very quick in the above switches and is such that a short circuit was cleared in the time of 8 periods including the time required for the relay to act.

Paper No. 41: Neuzeitliche Schaltanlagen für Großleistungen unter besonderer Berücksichtigung der Kostenfrage (Deutschland)

Prof. Dr.-Ing. W. Petersen and collaborators

In the first part the *principal features of recent switchgear installations* are described. The difficulties connected with circuit breakers for large powers arising when closing or opening these under short circuit conditions, are enumerated. After referring to interesting results obtained from an investigation of the stability of the short circuit arc, the conditions for working the oil-less power switch are examined in detail.

The "compressed gas" circuit breaker employs a rapidly introduced jet of gas which has not been ionised, whereas the "expansion" type of circuit breaker converts the electrons in the break into condensed nuclei and thus prevents restarting of the arc.

A description is given of disconnecting links, insulators, reactances and of the design of instrument transformers.

In the second part there follows a review of the *general arrangement of modern switchgear installations*.

The switchgear plants for large cities are generally arranged vertically, i. e. on several floors while in rural power stations the gear is laid out horizontally, that is, all on one level. Oilswitch chambers open on to the exterior of the building or are at least provided with a separate duct for the fumes, which can be exhausted by means of a fan.

The separation in a vertical direction of the space occupied by the various elements of the switchgear, such as switch tanks, switch cover, disconnecting links and bus bars is referred to. The disconnecting links are operated by rods, preferably from the gangway at the oil switch level. In this way greater safety is secured and mechanical interlocking is simplified.

Outdoor installations differ principally in the arrangement of the disconnecting links. In the latest designs plate girders or even concrete beams replace the lattice construction.

The question of *switch control* is considered in detail and controls operating with signal currents and illuminated diagrams of connections

are referred to. A new type of control will be required for the load distributor of several generating stations which are coupled together for industrial reasons. Then follows a comparison with the switchgear practice of other countries.

Generally speaking, the differences between German and foreign practice are not fundamental.

British practice however is an exception to this rule. In that country enclosed iron-clad switch gear installations are used in large power stations and of high capacities up to 60 kV. The method of using double oil circuit breaker as practised in the U. S. A. is interesting.

In the arrangement of the control gear, foreign stations do not achieve such a clear view and such undisturbed manipulation as is the case in German switch control rooms, owing to the fact that the latter employ standard instruments. If the same number of instruments is used and leaving special cases out of consideration, there is no material difference in the cost, from the manufacturing point of view, of installations of the most varied description.

Paper No. 409: Neuzeitliche große Schaltanlagen in der Tschechoslowakei (Tschechoslowakei)

Dr.-Ing. J. Řezníček and Ing. F. Vaněk

The authors commence with a short historical resume of the development of switchgears and then pass on to describe the arrangements most commonly used in their home country. They give preference to switchgear arranged in two storeys with bus bars in duplicate and disconnecting links visible from the oilswitch gangway. The cells are built up as usual of Duro or concrete. Individual large installations are described. The first out door switching station is still under construction.

The 100 kV switchgear at the transformer station Prag-Süd is arranged in a single storey outdoor installation which has been put inside a reinforced concrete building; the transformers however are in the open and have a short-circuit voltage of 11%. Mention is made of the fact that the instrument transformers are used without oil throughout. Capacity measuring methods are used instead of the 100 kV instrument transformers. The design of high tension gear is in accordance with European practice.

It may be noted that the 60 and 100 kV overhead lines are operated with earthed neutral point.

Reasons are given for the choice of a directly earthed neutral point which has been adopted here. The transformers must unconditionally be delta-wound and the winding must be designed that it will withstand a short circuit in one phase and in case of need will permit a synchronous phase advancer to be connected.

In conclusion the high tension equipment and apparatus are described and the different protective arrangements among which is the Auto-valve Arrestor.

Paper No. 34: Gekapselte Schaltanlagen für Hochspannung (Deutschland)

C. Cippitelli and collaborators

Originally the enclosure of switchgear was intended to prevent the live parts from being touched, but when high tension apparatus was installed in damp rooms some protection was necessary. By enclosing the ordinary switches in sheet metal casings the injurious effects were diminished. A number of ironclad installations called switchboxes and pillars were designed and proved their value under damp conditions.

Although ironclad switchgear mounted on draw-out type of trucks was first developed in Germany, the separate cell system was preferred for installations where considerable short circuits might have to be dealt with. As opposed to this, ironclad gear was increasingly used in England even for large installations.

A reason for further development of the ironclad system in Germany arose out of the high specific space density factor in large towns. In such places very compact and efficient ironclad installations were necessary on account of the lack of space.

To meet these requirements one was able to fall back on to the British design with cast-iron casings and filled with insulating compound. Both the Reyrolle and the Ferguson types are used for small distribution plant and made by most German firms. They are also used as outdoor systems frequently.

Paper No. 40: Selbsttätige und ferngesteuerte Kraft- und Nebenwerke sowie Einrichtungen und Anordnungen der Nachrichtenübermittlung, der Fernmessung und der Fernsteuerung in Elektrizitätsversorgungsbetrieben (Deutschland)

Dr.-Ing. M. Schleicher and collaborators.

To begin with, the problems of introducing automatic operation, its advantages and the various technical solutions are explained. The problems are:

1. Design of power stations for automatic operation, especially storage stations and sub-stations, which are mostly driven by water power and are provided with synchronous and asynchronous machines.
2. Automatic operation of converter sub-stations of every description, intended for improving the voltage conditions in direct current networks.
3. Automatic operation of transformer sub-stations.

The advantages are:—

1. Reliability and speed owing to the positively operated switch movements,
2. Saving on buildings and personnel.

The technical solutions may be sub-divided as to:

1. Simple relay operation.
2. Relay operation with control drum.

The paper then goes on to discuss the question of partial automatic working and its relation to remote control.

It then discusses the technique of distant control and communication arising out of the necessity for a centralized load distribution in coupled feeder systems.

The following technical sub-divisions are to be noted:

1. Remote control, for the purpose of operating distant switches from a central point.
2. Distant indications, by means of which the positions of important switches are automatically repeated to the central control point.
3. Distant measurements for transmitting the indications of instruments, which are of importance for the economic control of the system.
4. Remote control, by means of which machine governors and rheostats are operated.
5. Communication, by speech and in writing, telephone and telegraph.

All these devices are worked by signal currents or by current impulses. Special signal cables or conductors are used for this purpose, or post office lines may be hired or even the high tension transmission line itself may be used, in which case however a high frequency carrier current is required. The connections and arrangements for transmitting these currents must be quite safe and must be independent of the state of insulation of the network.

The utilization of one conductor for a variety of separate currents by transmitting simultaneously at different frequencies and by intervals at one frequency is often necessary.

At the conclusion of the paper the authors again discuss the importance of remote operated installations and provide information regarding the organization of the load distributor.

Paper No. 261: Automatic Stations and their Remote Supervision
(U. S. A.)

C. Lichtenberg and R. J. Wensley

Development of automatic stations is already 15 years old in America. An extraordinary number of installations of all descriptions are run automatically. In traction work converter stations are worked automatically, some of these are mobile. The work done in connection with automatic control of traction supply feeders has led to a number of different methods of dealing with this particular problem. As regards lighting supply distribution, it is notable that large numbers of automatic network protectors are used. These serve to disconnect transformers from any portion of the network which is faulty and to switch them in again when conditions have become normal. Regarding automatic operation of hydro-electric stations, it may be noted that self-synchronizing apparatus is generally employed.

The method employed is to run the under-excited machine up and when it has reached about 90 % of its synchronous speed it is connected to the network, whereupon its excitation is brought up to normal. This is done without the interposition of a choking coil. Contrary to German practice large numbers of high tension oil switches are arranged with apparatus for reconnecting to the supply (reclosing feeders). The

highest voltages and largest outputs are dealt with in this manner. The following remote control systems are in use:

1. The Impulse Audible System.
2. The Impulse Visual System.
3. The Carrier Frequency System.

The measuring systems in use are:

1. The Rheostatic Telemetering System.
2. The Frequency Impulse Telemetering.
3. The Rectified Current Telemetering.
4. The Audio-Frequency Telemetering System.

Paper No. 364: Die Bedeutung der Automatisierung von Wasserkraftwerken für die schwedische elektrische Energieerzeugung (Schweden)

C. Kiessling

Taking the existing conditions of hydro-electric supply in Sweden as a basis, it is shown that the problem of automatic working of small and of medium size power plants is of great importance. In view of the fact that 38% of the entire power plants are stations having a capacity up to 5000 H.P. or under, it will be seen that automatic working affects the power supply of the country as a whole. The auxiliary apparatus required under different conditions is discussed. As regards synchronizing, the fully automatic synchronization method is described. As regards remote operation of Swedish hydro-electric plants, the distances involved call for a radius of action of about 100 km. A detailed description is given of a selector apparatus for remote control of hydraulic stations. This gear is worked by means of two synchronous selectors.

Paper No. 94: Automatic Hydro-Electric Stations in Australia (Great Britain)

H. D. Cook

The hydro-electric plants of the Sugarloaf-Rubicon group are described. Four and later on six independent stations are operated and governed from one point. Installations of large output are synchronized by the exact automatic method and then connected in parallel, smaller installations are roughly synchronized and then pulled into step without the use of a choking coil. Only the starting and stopping are operated by remote control, the remaining movements, excepting for load regulation take place in the station and are fully automatic. In one case the remote control is effected by selective apparatus. For working the remote control only three conductors are run between the control station and the power plant. In other cases multi-core cables and polarised relays are used.

Paper No. 91: Remote Metering (Great Britain)

F. H. Clough

The importance of a load distributor (Central Control Office) and its functions in respect to remote supervision have been fully recognized

and appreciated in England as well as elsewhere. Distance indications of the respective values of effective and reactive or wattless outputs of important generating stations as well as the direction of power and reactive load at important distributing points is desirable. It is likewise necessary that the positions of important switches should be indicated at the distant control centres.

The following important methods of continuous distance measurements are indicated:

1. *Midworth's* method, which operates with indirect current regulation on the compensation principle.

2. *Everett's* method, which produces direct currents by means of a stationary rectifier.

3. The author's method, which operates by means of a converter. A small synchronous motor drives two separate commutators. The direct currents are proportional to the effective and wattless outputs respectively and can be transmitted over a distance.

A remote control device is then described, which, with the use of three conductors, enables the following functions to be carried out simultaneously: telephoning between load distributors and individual stations, automatic repeater signals indicating position of switches, periodical transmission of effective and wattless outputs and various integrating measurements.

All these distant operating installations work with impulse currents of signalling strength.

Paper No. 209: Die elektrische Fernmessung unter besonderer Berücksichtigung der Summenfernmessung und ihre Bedeutung für die Elektrizitätswirtschaft (Schweiz)
Dipl.-Ing. W. Janicki

After explaining the different terms the author submits a general consideration of the advantages of direct current-transmission. Stress is laid on the facility for integration of values and the absence of any lag in transmission. Disadvantages are that with non-intermittent methods of operation other low tension lines cannot be used for transmission by superposition. In addition the proper functioning is dependent on the condition of the insulation of the transmission lines, although only to a small degree.

As regards alternating current transmission, the auxiliary frequency method is alone applicable.

The requirements which satisfy the conditions for important distant measurements are then summarized and the following types of distant measurement systems are particularized:

1. Conversion of the measuring current into direct current without the use of an auxiliary source of current supply; *Fawcett's* Thermo-Converter method and the so-called Telewatt system apply in this case.

2. Conversion to direct current with an auxiliary source of supply. The measuring current in this case causes either directly or indirectly a change in a given resistance, which is then measured at a distance

by means of a cross coil ohmmeter; also the method of compensation belongs to this group.

3. Various impulse methods, which differ as regards time period of impulse, frequency of the impulses and the number of impulses. An interesting method based on number of impulses is described, this is specially suitable for distant metering of integrating instruments.

4. Induction method, such as the American Selsyn method and the European induction method.

The different distant measurement methods are summarized in a table, from which their advantages and disadvantages are readily seen.

The impulse method is considered to have the greatest prospect of future development, because it permits of both simultaneous and also periodical transmission. This manifold utilization of the conductors should prove to be of paramount economical importance.

In conclusion the factors are mentioned, which will decide the choice of method under the above conditions.

Paper No. 202: La centralisation des commandes (France)

Ing. G. Dessus

The author discusses the importance of central control points for boilers and station auxiliaries. An installation of this character in a large French power station is described. The author expresses doubt as to whether automatic working can provide any material advantage over a properly designed central control station. In order to reduce the number of actual control movements, motors are controlled in groups. Nevertheless individual regulation among motors of similar type is effected by means of simple additional auxiliary apparatus. It is stated that centralized control and measuring arrangements will in future be installed for all sections of power stations, on the lines of the existing switch gear control for the electrical portions of the power plant.

Trend of Development

The leading idea of the Second World Power Conference is the improvement of the sale of energy. The economic generation and distribution of power is closely bound up with this question. The distribution of electrical energy introduces among other things a number of switching and supervisory control problems and these have to be dealt with by providing a well planned out switch control gear and supervisory apparatus.

It is necessary to keep down as far as possible the cost of the switch control apparatus and with it the cost of the switchgear itself without reducing continuity of operation. It would appear that a step in the direction of reducing costs has been made by the introduction of oil-less switches.

Separate consideration is to be given to the development of the apparatus itself and to the layout according to new points of view and subsequently report is to be made on the developments in the

technique of modern supervision as regards automatic working and remote control engineering.

a. Development of the Apparatus (Equipment)

The development in power switches must first be noted. Power switches without oil have been completed both in America and in Europe and are awaiting their first practical tests. The fundamental principle of all oil-less power switches consists in preventing the back fire of the arc by any artificial method of regenerating the air gap at the moment when the short circuit current passes through its first or second zero value and thus causing the arc to be extinguished rapidly and reducing the amount of work to be done by the switch. Solutions of this problem which deserve attention, are the American Deion switch and the two German designs, namely the "Expansion" switch and the "Compressed Gas" switch.

Switches have been developed in another direction as well. The investigations conducted in the U. S. A. in regard to equilibrium of the systems, have shown that with their method of earthing on extra high tension networks an extraordinarily short total period is required to clear a short circuit on an overhead line, this with special reference to the maintenance of stability of the power stations connected to such network. In this way the desire originated to build a heavy-duty, quick-break circuit breaker. Two patterns of this type of switch have been developed in the States and tried out by tests on overhead lines. The first of these, the so-called Deion-Grid-Switch is specially noteworthy; it utilizes a new principle of extinguishing long arcs under oil.

Instrument transformers likewise exhibit interesting developments. For medium voltages special demands arose for a transformer which was absolutely secure against short circuits and satisfactory solutions of the problem were obtained. In the case of high voltages however it was not possible, for economic reasons, to continue on the same lines as for the lower voltages. Hence the different cascade instrument transformers were devised together with arrangements for measuring the voltages by means of condensers. The design of a so-called oil-less voltage instrument transformer may be alluded to separately.

The other important items of apparatus such as pin-type insulators, bushings, disconnecting links, choke coils for limiting short circuit currents and for synchronizing have all been improved in recent years, but without showing any noteworthy developments.

b. Novel Arrangements

Arrangements in the open have maintained their position throughout; even in the soot-laden air of large cities outdoor switchgears have been introduced. In general the arrangement of switchgears hitherto adopted was chiefly governed by the danger of explosion of oil circuit breakers. It is therefore to be expected that with the arrival of oil-less heavy-duty circuit breakers the arrangements will be modified and their cost reduced.

Ironclad enclosed high tension gear and high power switchgears of that description have been adopted to a greater extent in America and England than in other States. Advantages claimed for this type of construction are mainly good mechanical locking, ease of erection on the site, smaller space occupied, no danger of accidental contact, etc.

Recently ironclad gear has been erected in the open in several countries. An installation for the grid in England for a voltage of 132 kV is in contemplation and has been worked out by several British firms.

c. Auxiliary Apparatus

Apparatus which supervises switchgear and thus ensures the proper manipulation of the gear, we shall call auxiliary apparatus in the widest sense of the term.

1. Development of Manually-Operated Control Boards

The design of control boards has changed very little for switchgear installations with few branch connections. The grouping of the apparatus is however increasingly arranged in such a manner that the movements follow diagrammatically the lay out of the main switchgear.

In special cases there was a need for a concentrated view of the operations. This gave rise to the control boards fitted with an illuminated diagram.

Concurrently with the development of remote control, the question of operating the switchgear from the control board by means of signal currents became a real one. Cases can be imagined, especially in very large power stations, where the switchgear may be at some distance from the control boards where the use of signal currents for control may lead to a saving.

2. Development of Automatic Working

Automatic switching installations have been introduced relatively quickly. The development originated in the U. S. A. Automatic working consists in operating machines, transformers and switches, which have hitherto been served manually, by means of a combination of relays and circuit-breakers. This system is applied successfully in all branches of generation and distribution of electric power. In America development led to the standardization and appropriate numbering of the various relays in automatic operation. Apart from the saving in personnel, which is principally of importance in small and medium sized installations, automatic working has considerable technical advantages in large plants and systems. Examples of these advantages are the shortening of the time required to start machines, the exact and rapid reinstatement on load of the machines following disturbances coming from outside and similar occurrences connected with the running of power plant. The developments have demonstrated that a combination of automatic working with remote control brings with it advantages both from the point of view of running

the plant as also from considerations of organization, which make such complete installations with modern equipment superior to the manually operated plants which have hitherto been in regular use. Special attention is at the present time being paid to the perfecting of the combination of purely automatic switching processes with remote control and distance measurements.

3. Development of a Master Control Board for Interconnected Networks (Load Distributor or Central Control Office)

The systematic and correct utilization of the different generating systems which are coupled together have necessitated a new arrangement, the so-called load distributor station. The load distributor station is a central signalling post from which the main switching movements of the individual switchboards of the network are conducted.

This post must be kept informed by means of distant measuring instruments and distant indication of the position of the switches of individual switchboards. In addition it must be capable of directing operations, that is to say must be possible by means of orders or directly with the help of remote control to carry out the necessary changes in the condition of switches, in order to be able to take care of the economic operation of the combined system.

Switching orders are transmitted by distance signals and by telegraph. According to the present view remote control on large coupled networks will for the time being not be employed. Nevertheless it may be expected that remote control will gain in importance with the increasing reliability of operation of the switches in the large stations.

Step by step or continuous remote control together with automatic repeating signals for the purpose of indicating on the illuminated switching diagrams or signal panels are according to the present view indispensable for the load distributor.

Technical particulars regarding these modern arrangements may be briefly referred to. Distant measurements are operated either by direct current or by impulse current transmissions. The first named provide an uninterrupted indication of the measuring instruments, but extra conductors are necessary. The latter on the other hand give a delayed indication but against this there is the advantage that the main overhead line can be used for transmission.

The remote control arrangements either work on the principle of the rotating distributor or by means of a step by step switchgear. The latter arrangement is similar to the automatic telephone system, only it is particularly reliable because the switch checks itself, a feature which is not necessary with the automatic telephone. The arrangements for repeating signals are similar to those for remote control. For the purpose of remote control an existing distant measuring apparatus can be employed with the addition of suitable auxiliary apparatus.

It is impossible, at this point to go into details of the different newly developed designs, but it may be stated that with the help of the

engineering developments in distant operation the load distributor can be correctly equipped.

A common characteristic of all remote control operations is that they are carried out by means of signalling currents in connection with which special care has to be taken to utilize the conducting lines for multiple functions.

d. Switchgears for Boiler Rooms

There is a tendency to arrange central signalling stations for boiler houses. In these stations the operating press buttons and control apparatus are arranged in a suitable manner and in this way a central remote control post can be formed for operating the whole of the auxiliary installations of the power station. It is doubtful whether automatic working will be carried out to any considerable extent apart from the automatic operation of the firing, however a central remote control station must undoubtedly be taken into account.

Points for Discussion

1. Should cellular type switchgear be replaced by ironclad switchgear for indoor and outdoor stations according to experience gained so far in urban power stations generating up to 30 kV, and where the question of space is of no importance.

2. Are the additional charges involved in the use of 2 oil circuit breakers for every feeder justified if one takes into account the advantages from the running and from the switch operating points of view?

What are the opinions regarding the advantages of a by-pass disconnecting switch?

3. Certain authorities require in addition to automatically operated installations, the necessary additional apparatus to enable the installation to be entirely operated by hand. Is it considered that this precaution is still necessary?

4. What is the opinion regarding the advantages of automatic working of storage power stations and peak load stations?

5. In consideration of the question of cost, the better visual control and the reduction in space, is it desirable to fit the power station control board with apparatus worked with signalling currents?

6. Is an automatic repeating signal for the switch position imperative for the load distributor? What are the prospects of a central distant control of the switches through the load distributor with respect to city or long distance power supply stations?

Rapport Général

Installations d'appareillage avec commande automatique des centrales, mesures à distance et transmission de communications

Dr.-Ing. H. Probst

Rapport No. 96: Modern British Practice in High Power Switching (Great Britain)

R. W. Gregory and F. C. Winfield

L'aménagement du réseau anglais à haute et moyenne tension — le Grid — exige que les postes de coupure soient établis pour la rupture de fortes puissances sous 132, 66 et 33 kV.

L'industrie électrotechnique anglaise a construit jusqu'ici des interrupteurs dont le pouvoir de rupture atteint 1.500 mVA, même pour l'équipement des postes à haute tension des centrales, mais on ne voit pas de difficultés pour porter ce plafond à 2.500 mVA, notamment sous des tensions supérieures à celles indiquées ci-dessus. La construction anglaise est assez semblable à la construction continentale en matière d'interrupteurs à haute tension et de dispositifs pour la commande à distance des sectionneurs et interrupteurs. Mais les interrupteurs anglais, totalement établis en cuve blindée, peuvent résister à de très hautes pressions internes, soit 25 à 70 at sous 33 kV, et 10 à 14 at sous des tensions plus hautes. Dès que la puissance à interrompre dépasse 1.000 mVA, il est d'usage, en Angleterre, d'installer un interrupteur dans l'huile sur chaque phase, avec deux à quatre points de coupure par pôle, et avec agencement des isolateurs de traversée sous la forme de condensateurs. On a trouvé une formule donnant approximativement la capacité de rupture d'un interrupteur dans l'huile: cette grandeur varierait, en première approximation, comme la racine cubique du produit de la surpression admissible dans la cuve par le volume de cette dernière.

On utilise de préférence, en Angleterre, des installations de couplage entièrement cuirassées, d'ores et déjà disponibles sur le marché jusqu'à 66 kV. On envisage l'extension de cette construction jusqu'à 132 kV.

Comme deux types principaux d'installations de couplage cuirassées, on cite celles avec interrupteurs dans l'huile à déplacement horizontal et celles à déplacement vertical de l'armature portant les contacts mobiles.

On tend à employer l'huile de préférence au compound comme agent isolant.

Le rapport original mentionne les avantages de l'appareillage cuirassé des points de vue de l'emplacement disponible, des soins d'entretien, etc. Même dans les installations entièrement cuirassées on veille

à ce que deux éléments contigus soient toujours séparés par une cloison isolante.

En ce qui concerne les installations intérieures, de plus en plus rares, où l'appareillage est réparti dans des cellules parallèles, les auteurs préconisent l'agencement des interrupteurs dans l'huile à l'extérieur des bâtiments principaux. Le reste de l'appareillage demeurant dans l'installation intérieure est alors, généralement, installé dans un bâtiment à halls multiples.

Les installations de couplage à l'air libre sont principalement répandues sur les lignes à 132 kV du grid national. Elles jouissent également d'une certaine faveur, bien qu'à un degré moindre, sur les lignes à tension moyenne. Des isolateurs spécialement étudiés ont été fabriqués pour le service de ces installations; ils compensent la diminution de sécurité électrique due à l'exposition des éléments isolants à la poussière, qui finit par s'agglomérer autour d'eux.

Le dernier stade de perfectionnement des installations anglaises à haute tension est la mise au point de *l'appareillage cuirassé pour installations extérieures*. Les auteurs sont enclins à penser que ce type d'appareillage est appelé à connaître un important développement; toutefois, il se peut que les installations intérieures reviennent en faveur, car le considérable accroissement du coefficient de sécurité des interrupteurs principaux rendra peut-être plus naturelle l'installation intérieure de l'appareillage cuirassé. Toutes les installations de grande importance possèdent un double jeu de barres générales. L'installation de deux interrupteurs dans l'huile sur chaque circuit ne semble se recommander que pour la protection des alternateurs. Cette méthode, vu son prix de revient élevé, est peu recommandable pour la protection des branchements, sans préjudice des dangers qu'elle peut faire courir par ailleurs.

Rapport No. 269: Modern American Circuit Breaker Practice for Alternating Current, High Power Service (U.S.A.)
J. B. McNeill

La pratique américaine en matière d'appareillage à haute tension relève de trois chefs fondamentaux:

1. L'accroissement de la puissance de rupture;
2. La coupure sans bain d'huile par des disjoncteurs de haut pouvoir de rupture.
3. La diminution de la durée totale assignée à l'interruption.

Le *premier point de vue* a conduit par deux voies parallèles à la construction d'interrupteurs pour l'industrie et les centrales. Les premiers existent jusqu'à 15 kV et 350 mVA, et les autres à partir de 25 kV jusqu'à 2.500 mVA. On utilise couramment des chambres d'extinction et une coupure double sur chaque conducteur, et on prend de grandes précautions pour la ventilation de la chambre de compression. Des mesures ont permis de réduire sensiblement la quantité d'huile projetée par les appareils.

Slepian a réalisé le premier *interrupteur* de grande puissance à haute tension *sans huile*. Cet appareil repose sur les principes ci-après:

1. Aussitôt après l'extinction de l'arc de rupture, une couche gazeuse protectrice se forme à la cathode. La tension de rupture électrique de cette couche est de 250 V.

2. On choisit le nombre des plaques déionisantes de l'appareil en fonction de la tension rémanente (chute de tension dans l'arc), de manière que la chute partielle de potentiel entre deux plaques consécutives reste toujours inférieure à 250 V.

3. Un champ électrostatistique auxiliaire assure la répartition uniforme de la chute de tension dans l'arc, et un champ magnétique oblige les arcs partiels à tourner tout autour des plaques intercalaires auxquelles ils abandonnent rapidement leur chaleur.

Les procédés utilisés pour diminuer la durée totale de la rupture s'inspirent, dans le domaine des tensions moyennes, notamment celles qui interviennent dans la traction ferroviaire, du souci de limiter le plus possible les phénomènes d'induction sur les lignes voisines de communications; dans le domaine des hautes tensions, le but poursuivi est de maintenir en régime stable de fonctionnement les éléments de réseau demeurés sains. Les interrupteurs rapides pour réseaux de traction assurent l'interruption des circuits dans l'intervalle de 2 périodes; pour réaliser cette coupure rapide, on utilise un dispositif de verrouillage magnétique à libération quasi-instantanée, en combinaison avec une puissante bobine de soufflage.

Il existe deux modèles d'interrupteurs rapides pour hautes tensions. Le premier type (à bain d'huile), appelé disjoncteur à grille déionisante, est fondé sur ce principe que l'arc de rupture peut être interrompu le plus facilement possible sous l'action d'un flux gazeux antagoniste provenant de la décomposition et de la vaporisation de l'huile, quand de l'huile fraîche est constamment amenée à son contact. C'est la disposition du disjoncteur dans l'huile à grille déionisante qui garantit les meilleures conditions possibles d'interruption des circuits, ces conditions étant d'autant plus favorables que le rapport entre l'énergie mise en jeu dans l'interruption et la puissance à interrompre est moins élevé.

Le deuxième type de disjoncteur à haute tension rapide est caractérisé par l'existence d'une chambre de soufflage spécialement agencée et par un mécanisme puissant de rupture. Ces appareils, ainsi que l'ont montré de nombreux essais effectués dans les conditions normales de service, assurent l'interruption des circuits placés sous leur protection dans un temps très court, ne dépassant pas généralement 8 périodes du courant, y compris le temps nécessaire à la mise en action des relais de déclenchement.

Rapport No. 41: Neuzeitliche Schaltanlagen für Großleistungen unter besonderer Berücksichtigung der Kostenfrage (Deutschland)

Prof. Dr.-Ing. W. Petersen et collaborateurs

Le rapporteur décrit en premier lieu les éléments *constitutifs d'une installation de couplage à haute tension moderne*. Il souligne les difficultés qu'on rencontre pour fermer ou ouvrir les interrupteurs sous

une puissance très élevée. L'étude de l'arc d'interruption a donné des résultats très intéressants, et, après les avoir mentionnés, il passe à l'étude des interrupteurs de grande puissance sans bain d'huile.

L'interrupteur à soufflage par gaz comprimé fait appel, pour l'interruption, à une couche, rapidement introduite dans le sein de l'arc, de gaz non-ionisé. Dans le disjoncteur à chambre d'expansion, au contraire, les électrons cheminant dans l'arc sont immédiatement transformés en noyaux de condensation, ce qui évite le réallumage de l'arc.

Le rapporteur parle ensuite des sectionneurs, isolateurs, réactances et transformateurs selon les principes les plus modernes.

Dans la seconde partie de son exposé, il traite des détails *d'installations de couplage à haute tension modernes*.

Les postes de coupure adjoints à des centrales urbaines sont généralement étagés; ceux des centrales interurbaines, au contraire, sont développés dans le plan horizontal. Les cuves d'interrupteurs dans l'huile débouchent toujours à l'air libre, ou, tout au moins, dans une galerie complètement séparée de l'installation principale. (Ces galeries d'évacuation sont pourvues de ventilateurs permettant d'éliminer rapidement les gaz nocifs ou combustibles qu'elles peuvent renfermer longtemps encore après un incident.)

La tendance générale, en matière d'installations intérieures, est d'étagger, du haut vers le bas: les barres générales, les sectionneurs, les couvercles d'interrupteurs dans l'huile, et finalement, dans une chambre en sous-œuvre entièrement distincte de la station proprement dite, les cuves elles-mêmes des disjoncteurs. Dans la mesure du possible, on s'arrange de manière à pouvoir manœuvrer les sectionneurs de la galerie des interrupteurs dans l'huile. Cette disposition accroît considérablement le coefficient de sécurité de l'exploitation électrique, et rend plus facile l'agencement des dispositifs d'interverrouillage.

Les *installations à l'air libre* se différencient principalement des autres par la disposition des sectionneurs. L'armature supportant l'appareillage est de plus en plus constituée, aujourd'hui, de tôles pleines, voire même de béton armé, aux lieu et place des treillis usuels de poutrelles métalliques.

La question du *poste de commande* fait l'objet d'une étude particulièrement détaillée. On montre comment la technique de ces installations a peu à peu évolué vers les tableaux où n'aboutissent que des courants faibles et les tableaux lumineux, surtout répandus quand il s'agit de surveiller, d'un poste central, le fonctionnement de plusieurs installations génératrices interconnectées pour des raisons d'économie.

Suit alors une comparaison avec ce qui se fait dans d'autres pays.

D'une manière générale, il n'existe pas de différence fondamentale entre la pratique allemande et celle des autres pays, l'Angleterre exceptée. On tend beaucoup, dans ce dernier pays, à installer, jusqu'à 66 kV, des postes de coupure entièrement cuirassés et cela pour de très grosses puissances de rupture. A signaler également la pratique américaine du double interrupteur dans l'huile. Les installations étrangères de postes de commande n'ont, en général, pas atteint un effet aussi calme que

les installations allemandes, du fait qu'on a généralement adopté, dans les autres pays, des appareils de mesures du modèle standard.

Si l'on suppose, au contraire, que toutes les installations soient équipées avec les mêmes appareils, et qu'on fasse abstraction des cas particuliers, il n'existe aucune différence essentielle entre les installations allemandes et étrangères.

Rapport No. 409: Neuzeitliche große Schaltanlagen in der Tschechoslowakei (Tschechoslowakei)

Dr.-Ing. I. Řezníček et Ing. F. Vaněk

Les rapporteurs débutent par un bref historique du développement des installations à haute tension, puis décrivent la construction habituelle qu'elles ont connue dans leur pays. La disposition sur deux étages et l'agencement d'un double système de barres générales y sont généralement adoptés, et l'on s'arrange de manière que les sectionneurs soient parfaitement visibles de la galerie des disjoncteurs. Le béton et les plaques Duro sont habituellement employés pour la construction des cellules. La première installation tchécoslovaque à l'air libre vient d'être mise en chantier. Le poste à 100 kV de la sous-station de transformation de Prague-Sud est disposé à l'instar d'une installation à l'air libre à un seul étage, laquelle serait simplement enrobée dans une construction close en béton. Toutefois, les transformateurs, qui présentent une chute de tension de 11% seulement en court-circuit, sont installés à l'extérieur. Tous les transformateurs de mesures de cette installation sont du type sans huile. Les transformateurs de potentiel à 100 kV sont du type à capacité en forme d'isolateur de traversée. Au demeurant, les appareils à haute tension ne présentent aucune singularité par rapport à la pratique courante européenne.

Les lignes à 60 et 100 kV fonctionnent avec point neutre relié à la terre. Le rapport renferme une longue justification de cette pratique. Les transformateurs doivent, cependant, posséder un enroulement en triangle calculé pour résister même aux court-circuit triphasés, et ils sont agencés de manière à permettre le branchement ultérieur de compensateurs synchrones.

Le rapport se termine sur l'exposé des dispositifs de protection contre les surtensions en vigueur dans ce pays, une attention particulière étant consacrée au parafoudre auto-valve.

Rapport No. 34: Gekapselte Schaltanlagen für Hochspannung (Deutschland)

C. Cippitelli et collaborateurs

À l'origine, on attribuait au blindage de l'appareillage une simple valeur de protection contre les contacts involontaires. Mais, à partir du moment où l'on envisagea l'installation d'appareils à haute tension dans des locaux humides, la nécessité se fit sentir d'abriter les sectionneurs et interrupteurs. C'est alors surtout que se développa l'appareillage blindé. En enfermant les appareils d'interruption normaux dans des cuirasses en tôle, on diminua les influences nuisibles et on créa sous le

nom de «chariots d'appareillage», de «coffrets de couplage» et d'«armoires de couplage» blindées des dispositifs qui ont subi avec succès le service en des locaux humides.

Bien que l'appareillage cuirassé et à chariot ait vu le jour en Allemagne, on continua d'accorder la préférence à la disposition classique dans des cellules séparées librement ouvertes, chaque fois, notamment, que l'appareillage était appelé à couper d'importantes puissances en court-circuit. En Angleterre, bien au contraire, l'appareillage cuirassé n'a pas cessé de gagner en faveur et de se développer pour de grandes installations.

On ne commença vraiment à envisager sérieusement, en Allemagne, la généralisation de l'appareillage cuirassé que le jour où l'augmentation de la densité de consommation, dans les centres urbains importants, fit pleinement sentir la pénurie des emplacements disponibles pour l'édification de nouvelles sous-stations ou l'extension des sous-stations existantes. Seule, évidemment, la généralisation de l'appareillage cuirassé devenait capable d'apporter au problème une solution efficace. Les dispositions selon *Reyrolle* et *Fergusson* sont également en faveur en ce qui concerne les petites installations de distribution, et la plupart des firmes allemandes commencent à se lancer dans cette fabrication, même pour des installations à l'air libre.

Rapport No. 40: Selbsttätige und ferngesteuerte Kraft- und Nebenwerke sowie Einrichtungen und Anordnungen der Nachrichtenübermittlung, der Fernmessung und der Fernsteuerung in Elektrizitätsversorgungsbetrieben (Deutschland)

Dr.-Ing. M. Schleicher et collaborateurs

Le rapport débute par l'exposé des caractéristiques requises de la part de la commande automatique, des avantages qu'elle présente, et des solutions dont elle a fait l'objet.

Les exigences requises sont les suivantes:

1. Fonctionnement automatique des centrales, principalement des usines de secours et à accumulation qui sont généralement des usines hydrauliques, qu'elles soient équipées avec des générateurs synchrones ou asynchrones.

2. Fonctionnement automatique des sous-stations de toute nature, en vue de l'amélioration des conditions de tension sur les réseaux à courant continu.

3. Fonctionnement automatique des sous-stations de transformation.
Les avantages à en retirer sont:

1. La rapidité d'action et l'entière sécurité des opérations de fermeture et d'ouverture des interrupteurs.

2. L'économie de personnel et de bâtiments.

Les solutions techniques apportées au problème sont:

1. L'adoption d'un cycle opératoire provoqué par la fermeture de relais distincts dans un ordre déterminé;

2. L'adoption d'un cycle provoqué par la rotation d'un contrôleur à tambour.

Le rapport traite ensuite de l'automatisation partielle et de ses relations avec la commande à distance.

Il se consacre alors à la régulation centrale de la marche de plusieurs usines interconnectées, qu'il étudie principalement du point de vue de ses nécessités économiques.

Les systèmes adoptés dans cet ordre d'idées se répartissent en :

1. Systèmes à commande centrale, dans lesquels l'opérateur (load dispatcher) assure directement, de son poste, la fermeture d'interrupteurs lointains.

2. Systèmes à signalisation centrale, dans lesquels l'opérateur principal signale à distance, aux agents placés sous ses ordres, les opérations que chacun d'eux doit effectuer dans sa propre usine, et voit apparaître, sur un tableau lumineux, un signal indiquant la position de tous les interrupteurs du réseau placé sous sa surveillance.

3. Systèmes à transmission distante de la valeur des grandeurs les plus importantes à connaître pour la régulation du réseau complexe.

4. Systèmes à régulation centrale, dans lesquels l'opérateur de load dispatching peut directement agir sur les régulateurs des machines et appareils distants.

5. Systèmes dans lesquels les renseignements les plus importants concernant la marche des usines sont transmis télégraphiquement ou téléphoniquement.

Tous ces dispositifs font appel, pour leur fonctionnement, à des courants de très faible intensité, ou à des impulsions rythmées. Les circuits affectés à la transmission de ces derniers sont des câbles téléphoniques spécialement affectés à cet usage, ou des « paires » louées dans des câbles de l'administration postale, ou enfin les lignes à haute tension elles-mêmes, utilisées dans ce cas comme circuits porteurs de courants à haute fréquence. La condition fondamentale imposée à n'importe quel système de mesures à distance est que le fonctionnement soit rigoureusement indépendant de l'isolement du circuit de transmission. Il est fréquemment nécessaire, toujours dans le même ordre d'idées, de pouvoir transmettre simultanément plusieurs mesures sous différentes fréquences, par le même circuit, ou de les transmettre à tour de rôle sous une fréquence unique, et l'on y parvient fort bien aujourd'hui.

Enfin, les auteurs mentionnent encore une fois la signification générale acquise par les installations d'action à distance et l'organisation du distributeur de charge.

Rapport No. 261: Automatic Stations and their Remote Supervision (U.S.A.)

C. Lichtenberg et R. J. Wensley

Il existe depuis 15 ans déjà des sous-stations automatiques aux Etats-Unis. Des installations électriques de toutes sortes sont, dans une proportion vraiment extraordinaire, équipées pour fonctionner automatiquement et les relais utilisés sont normalisés. C'est ainsi que dans la traction ferroviaire on rencontre un grand nombre de sous-stations

automatiques à convertisseurs. Les recherches entreprises en vue de réaliser l'automatisme de l'alimentation des feeders de traction ont donné lieu à des solutions nombreuses. En ce qui concerne les réseaux d'éclairage, il est remarquable que des network-protectors qui servent à séparer en cas de régime non normal, du réseau à basse tension, les transformateurs et à les y réintégrer par après ont trouvé un champ d'emploi très étendu.

La synchronisation automatique des stations hydroélectriques est entrée dans la pratique courante. Le procédé consiste simplement en ceci: la machine, démarrée en moteur asynchrone sous une excitation faible, est branchée sur le réseau, sans autre formalité, dès que sa vitesse atteint 90% de celle du synchronisme. L'accrochage se produit de lui-même après un certain nombre de battements, et, dès qu'il est réalisé, l'excitation est portée à sa valeur normale. De moteur synchrone, la machine fonctionne désormais en générateur.

Contrairement à ce qui se passe en Allemagne, il existe aux Etats-Unis de nombreux dispositifs assurant automatiquement la fermeture des disjoncteurs un certain temps après leur déclenchement, même sous les plus hautes tensions et pour les plus grandes puissances.

Les dispositifs en vigueur de régulation à distance sont les suivants:

1. Le système à impulsions acoustiques;
2. Le dispositif à impulsions optiques;
3. Le système à haute fréquence par circuit porteur.

Les dispositifs de mesures à distance appartiennent aux catégories ci-après:

1. Le dispositif télémétrique rhéostatique;
2. Le procédé à impulsions de fréquence;
3. Le procédé à émission de courant rectifié;
4. Le système à émission de courants de fréquence acoustique.

Rapport No. 364: Die Bedeutung der Automatisierung von Wasserkraftwerken für die schwedische elektrische Energieerzeugung (Schweden)
C. Kiessling

Après avoir passé en revue les particularités de l'exploitation des ressources hydrauliques de la Suède, l'auteur montre l'importance de l'automatisme des centrales hydrauliques de faible et de moyenne puissances. Attendu que l'ensemble des centrales suédoises de moins de 5000 CV. totalisent 38% de la puissance hydraulique exploitée dans ce pays, l'automatisme doit exercer une répercussion sensible sur toute l'électrification suédoise.

Le couplage automatique des générateurs synchrones sur le réseau se fait par une méthode un peu moins sommaire que la méthode américaine.

En ce qui concerne la commande à distance des centrales hydrauliques suédoises, il s'agit de rayons de 100 km. On a créé, dans cette intention, un dispositif à deux sélecteurs synchrones qui est décrit en détail dans le rapport.

Rapport No. 94: Automatic Hydro-Electric Stations in Australia (Great Britain)

H. D. Cook

Quatre des centrales hydrauliques australiennes du groupe Sugarloaf-Rubicon sont déjà équipées pour le fonctionnement automatique, et il y aura bientôt en tout, en Australie, 6 stations hydrauliques automatiques réglées et contrôlées à distance d'un point central. Les centrales de grande puissance seront automatiquement couplées par le procédé de synchronisation précise dont il est question dans le précédent rapport. Les centrales de faible puissance le seront par le procédé américain, plus grossier, mais néanmoins suffisant, qui se dispense de réactances intercalaires.

Le contrôle à distance portera simplement sur l'émission d'impulsions destinées à mettre en action les relais de mise en marche et d'arrêt; l'ensemble des autres opérations, à l'exception de la régulation de la charge, seront effectuées automatiquement dans la centrale même. Ce contrôle n'exige l'installation, entre les postes de contrôle et les installations hydrauliques, que de trois fils pilotes. Il arrive aussi que le contrôle soit exercé par l'intermédiaire de câbles à conducteurs multiples sur lesquels agissent des relais polarisés.

Rapport No. 91: Remote Metering (Great Britain)

F. H. Clough

On a parfaitement compris et mis en valeur, en Angleterre comme dans les autres pays, le rôle du load-dispatcher et la complexité des problèmes techniques d'action à distance qu'il a à résoudre. Il est désirable de pouvoir transmettre, en un poste central de répartition, les indications concernant les puissances wattées et dewattées des principales stations génératrices, ainsi que le sens d'écoulement de ces grandeurs. Il faut aussi pouvoir lire sur un tableau d'ensemble des signaux représentatifs de la position (marche ou arrêt), des interrupteurs et sectionneurs.

On utilise en Angleterre les procédés ci-après:

1. Le procédé de *Midworth*, qui fonctionne sur le principe de la compensation avec régulation indirecte de l'intensité du courant.
2. Le procédé de *Everett*, dans lequel du courant continu est continuellement émis par un redresseur branché en permanence.
3. Le procédé de l'auteur, qui utilise, comme générateur de courant continu auxiliaire, un convertisseur rotatif: un petit moteur synchrone entraîne deux commutateurs différemment décalés l'un par rapport à l'autre de 90° . Les tensions ainsi engendrées sont proportionnelles, respectivement, aux puissances magnétisantes et réelles entrant en jeu, et transmises à distance pour l'excitation des instruments récepteurs.

Un nouveau dispositif de contrôle à distance permet, à l'aide d'une ligne pilote à 3 fils seulement, de résoudre simultanément les problèmes ci-après:

Etablissement de communications téléphoniques entre le poste de load-dispatching et les différentes usines; indication automatique de la

position de service des interrupteurs; éventuellement, transmission à distance des indications concernant les puissances wattées et déwattées, ainsi que la somme de nombreuses grandeurs du même genre.

Le fonctionnement, dans chacun des cas précités, est fondé sur l'émission d'impulsions de courants de faible intensité.

Rapport No. 209: Die elektrische Fernmessung unter besonderer Berücksichtigung der Summenfernmessung und ihre Bedeutung für die Elektrizitätswirtschaft (Schweiz)
Dipl.-Ing. W. Janicki

Après avoir expliqué les principes fondamentaux de la mesure à distance, le rapporteur indique les avantages et désavantages des méthodes de mesure à distance par courant continu. A l'actif du courant continu on peut principalement inscrire la grande facilité de sommation et la suppression de tout retard dans la transmission. Son désavantage est que, pour réaliser une transmission permanente, on ne peut pas utiliser comme ligne pilote une ligne porteuse à haute tension. En outre, la transmission dépend, encore que dans une faible proportion, de l'isolement de la ligne.

Parmi les dispositifs à courant alternatif, les seuls qu'examine l'auteur sont ceux basés sur l'emploi d'une fréquence auxiliaire. Il dresse ensuite un tableau d'ensemble des plus importants dispositifs de mesures à distance:

1. Transformation de la grandeur à mesurer en courant continu, sans recourir à l'intermédiaire d'une source auxiliaire. A cette catégorie appartient principalement le procédé à convertisseur thermoélectrique (*Fawsett*), et le procédé Téléwatt.

2. Transformation en courant continu par l'intermédiaire d'une source auxiliaire. L'instrument émetteur agit ici, directement ou indirectement, sur une résistance traversée par le courant continu, et la différence de potentiel prélevée sur cette résistance est transmise à distance pour actionner des instruments récepteurs à bobine électromagnétique.

3. Transformation en une série d'impulsions, soit de fréquence, soit de durée, soit simplement d'impulsions quelconques en nombre proportionnel à la grandeur à mesurer. Un de ces derniers procédés, que décrit l'auteur, est particulièrement adapté à la sommation à distance.

4. Action inductive de l'instrument émetteur sur un montage voisin (procédé américain Selsyn et le procédé européen).

L'auteur a eu la bonne idée de rassembler dans un tableau les propriétés des différents systèmes actuels de mesures à distance, ce qui permet de se rendre facilement compte de leurs mérites respectifs.

Il semble que le procédé à impulsions soit celui appelé au plus grand développement, parcequ'il se prête aussi bien à la transmission simultanée des mesures qu'à leur transmission à tour de rôle. Cette dernière propriété, qui permet d'utiliser une même ligne pour des fins multiples, est d'une importance économique particulière.

L'auteur conclut en indiquant les points de vue qui doivent guider dans le choix d'une installation de mesures à distance.

L'auteur souligne l'importance des postes centraux pour le contrôle des installations des chaufferies et de services auxiliaires. Il décrit un aménagement de ce genre effectué dans une grande centrale française. Il doute que la commande automatique présente des avantages sérieux par rapport à la commande à distance rationnellement organisée. Le contrôle des moteurs, groupé, permet de satisfaire commodément aux exigences multiples de la commande à distance sans recourir à une trop grande multiplicité d'opérations. Ce contrôle groupé n'empêche pas de répartir judicieusement les fonctions de régulation, car des dispositifs additionnels simples sont insérés entre les moteurs d'une même catégorie.

L'auteur estime que les opérations effectuées dans les divers éléments des centrales seront, tôt ou tard, contrôlées à distance, et que les mesures seront transmises de la même manière, selon la disposition actuellement en vigueur dans les postes commandant l'équipement électrique des usines.

Développement.

L'idée fondamentale présidant aux travaux de la Deuxième Conférence Mondiale de l'Energie est l'amélioration des conditions de production et de distribution de l'énergie électrique, toujours, bien entendu, dans le cadre économique. La distribution de l'énergie électrique impose, entre autres obligations, celle de résoudre une foule de problèmes concernant les installations de coupure et de contrôle, et cette solution est fondée sur l'emploi d'appareils d'interruption et de contrôle judicieusement agencés.

On doit chercher à diminuer le plus possible le prix des appareils de coupure, et par suite, également, celui des postes eux-mêmes, tout en conservant à l'exploitation un égal coefficient de sécurité. Il semble que l'introduction des interrupteurs sans huile dans les installations électriques soit de nature à apporter à ce problème sa véritable solution.

Il convient d'étudier séparément les questions concernant les perfectionnements des appareils et l'aménagement des installations. Il faut ensuite étudier le développement de la technique moderne du contrôle des opérations, de la commande automatique et de la commande à distance.

a. Perfectionnements apportés à l'appareillage

Le développement du disjoncteur de grande puissance est à signaler en premier lieu. La question des interrupteurs de grande puissance sans bain d'huile a fait l'objet de multiples réalisations tant en Europe qu'en Amérique, et les essais auxquels on a procédé semblent hautement confirmer les espoirs fondés en eux.

Le principe essentiel de tous les disjoncteurs sans huile consiste dans la déionisation du trajet de l'arc de rupture après le premier (ou tout au moins le deuxième) passage du courant par zéro, de manière à empêcher son rallumage. Il résulte d'une telle possibilité une extinction rapide de l'arc et, simultanément, la mise en jeu d'une puissance réduite

dans ce dernier. Le Déion américain et les appareils allemands à soufflage par air comprimé ou à éclatement dans une chambre d'expansion adiabatique sont les réalisations les plus marquantes dans cet ordre d'idées.

Le développement des disjoncteurs s'est également poursuivi en Amérique dans une autre direction. Les recherches sur la stabilité de fonctionnement des réseaux interconnectés ont montré que, dans tous les cas où le point neutre du réseau est relié à la terre (et cette pratique est très répandue là-bas), la durée au bout de laquelle un court-circuit doit être complètement interrompu par les disjoncteurs, si l'on veut que les stations couplées se maintiennent au synchronisme, est extrêmement réduite. C'est de cette considération que sont nés les disjoncteurs de très grande puissance à coupure ultra-rapide. Ils ont été réalisés en Amérique sous deux formes différentes, et ont été étudiés systématiquement sur des lignes aériennes. Le plus remarquable des appareils nés de cette conception est le disjoncteur à bain d'huile à grille déionisante, qui applique des principes nouveaux à l'interruption efficace d'arcs de grande longueur sous l'huile.

Les transformateurs de mesures ont également bénéficié de travaux importants, particulièrement quant à leur résistance aux court-circuits sous les tensions moyennes. On a renoncé à la forme usuelle des transformateurs d'intensité et de potentiel pour le service des très hautes tensions, en raison de leur prix de revient prohibitif, et c'est ainsi qu'ont vu le jour les transformateurs d'intensité en cascade et les transformateurs de potentiel constitués par une traversée à capacité. Signalons aussi la tentative actuelle de réaliser des transformateurs de potentiel sans bain d'huile pour les très hautes tensions.

Les autres appareils importants, comme les isolateurs-piliers, les traversées, les sectionneurs, les selfs de limitation des court-circuits et pour la synchronisation approximative ont aussi fait l'objet de perfectionnements sans qu'il y ait des nouveautés très remarquables à signaler.

b. Nouvelles dispositions

Les installations à l'air libre ont définitivement fait leurs preuves, même dans l'atmosphère plus ou moins corrosive du voisinage des grandes villes. La disposition générale des installations était surtout guidée, jusqu'à présent, par le souci de limiter les dégâts éventuellement entraînés par l'explosion d'une cuve d'huile. Maintenant que les disjoncteurs sans huile vont entrer dans la pratique courante, il faut s'attendre à ce que les installations se ressentent, dans leur disposition, de l'utilisation de ces nouveaux appareils, et que leur prix de revient s'abaisse considérablement.

Les installations américaines et anglaises usent bien plus largement que celles des autres pays de l'appareillage cuirassé. On peut attribuer à ce mode d'installation l'avantage d'une grande facilité d'interverrouillage, d'une grande commodité de montage sur le lieu même d'installation sans nécessité de transport de pièces encombrantes ou lourdes, et, finalement, d'une grande sécurité à l'égard du personnel surveillant.

Tout récemment, on a vu édifier, dans différents pays, de semblables installations cuirassées à l'air libre. L'Angleterre envisage leur adoption sur son réseau national à 132 kV, et les firmes anglaises travaillent activement à l'élaboration des avant-projets.

c. Dispositifs auxiliaires

Nous entendons ainsi, dans l'acception la plus large du mot „auxiliaire“, tous les éléments contribuant à la surveillance des installations électriques et facilitant leur exploitation.

1. Perfectionnements apportés aux postes de commande à la main

Le poste de contrôle et de manœuvre qui appartient à tout poste de couplage n'a pas subi de modifications dans les petites installations. Mais le groupement des appareils se fait de plus en plus de façon à représenter par leur disposition le schéma de montage.

Pour de vastes installations s'affirma la nécessité d'une grande clarté dans la disposition. C'est ce qui a conduit aux schémas lumineux.

Le développement de l'action à distance a mis à l'ordre du jour la question des postes exécutés en conformité avec la technique des courants faibles. Il y a des cas, particulièrement pour des supercentrales avec postes d'appareillage éloignés, où ce mode d'exécution donne lieu à des économies.

2. Développement des dispositifs automatiques

Les installations automatiques de couplage se sont répandues relativement vite. C'est d'Amérique que le mouvement est parti. La commande automatique, qui consiste à confier à une combinaison de relais et de dispositifs de protection le soin de manœuvrer les interrupteurs et de mettre en route, d'arrêter, etc. . . . les machines et les appareils, se généralise avec le même succès dans tous les domaines de la production et de la distribution. En Amérique, le développement a conduit à la normalisation et pour ainsi dire à la numérotation des divers relais de l'automatisme. Outre les économies qu'elle engendre par suppression de la plus grande partie du personnel d'antan, économies surtout sensibles dans les installations de faible et de moyenne importance, la commande automatique possède aussi des avantages techniques qu'on apprécie surtout dans les grandes installations. Parmi ces avantages, il convient de citer la diminution du temps nécessaire à la mise en route des machines, et leur remise en route au moment le plus convenable après suppression de la cause de perturbation extérieure ayant entraîné leur déclenchement. Le développement de la commande automatique a montré que sa combinaison avec la commande à distance présente, du double point de vue de l'exploitation et de l'administration des entreprises, de multiples avantages qui les rendent bien supérieures aux installations contrôlées manuellement. La combinaison de la commande automatique avec la commande à distance et la transmission à distance de mesures électriques jouit actuellement d'une attention soutenue.

3. Développement des postes de load-dispatching

Le souci d'exploiter rationnellement et économiquement les réseaux recevant l'énergie de plusieurs centrales interconnectées a conduit à la nécessité du poste de load-dispatching. De ce poste, occupant une position centrale, un agent qualifié conduit l'exploitation du réseau en agissant à distance sur la fermeture ou sur l'ouverture des principaux sectionneurs et interrupteurs, guidé par des considérations économiques.

Le load-dispatching doit être informé, par signaux et lecture à distance des mesures, de l'état de fonctionnement des différents postes de coupure. En outre, il doit être à même de donner des ordres pour la manœuvre des appareils, à moins qu'il ne puisse lui-même, à distance, provoquer telle manœuvre qu'il juge utile à l'économie de l'exploitation. La transmission des ordres se fait par téléphone ou par télégraphe enregistreur. La commande directe à distance des divers interrupteurs dans l'huile est laissée de côté, cela se conçoit, sur les réseaux de grande puissance trop complexes où les erreurs ou défauts de manœuvre pourraient avoir des répercussions incalculables. Toutefois, il n'est pas dit que les progrès des appareils de transmission ne permettront pas de l'envisager ultérieurement.

Dans l'état actuel de la question, régler à distance, soit d'une manière continue, soit même par à-coups, les excitations de machines, rapports de transformation, etc. . . ., ainsi que de réaliser la signalisation automatique de la position prise par des interrupteurs sur des tableaux lumineux sont d'excellents moyens auxiliaires.

Les *mesures à distance* sont basées sur l'émission: soit d'un courant continu interprétant la grandeur mesurée, soit d'une série d'impulsions. Le premier procédé a pour avantage de ne donner lieu à aucun retard dans la transmission, mais présente l'inconvénient de nécessiter des lignes spécialement affectées à la transmission des signaux. Le second procédé, qui a, à vrai dire, l'inconvénient de transmettre les indications avec un certain retard, possède, en revanche, l'avantage énorme de pouvoir utiliser, comme circuit pilote, les lignes aériennes de transmission d'énergie à haute tension.

Les dispositifs de *commande à distance* fonctionnent suivant le principe du distributeur tournant, qui assure à tour de rôle la réalisation d'opérations déterminées, soit encore suivant le principe du sélecteur à progression par sauts. Ce dernier procédé rappelle beaucoup celui de la téléphonie automatique et il possède l'avantage d'une grande sécurité de fonctionnement, attendu que l'appareil contrôle lui-même les opérations qu'il effectue, chose qui n'est pas nécessaire dans la téléphonie automatique. Les dispositifs de signalisation automatique de la position occupée par différents appareils électriques sont très analogues à ceux de la commande à distance. La *régulation à distance* peut-être réalisée, en principe, par addition de certains appareils aux postes de mesures à distance. Il est impossible d'indiquer ici même le principe des diverses réalisations, mais il n'est pas douteux que le jour où la régulation à distance sera un fait accompli le load-dispatcher disposera d'un outil

précieux. Une caractéristique commune de tous les procédés à action à distance est leur exécution analogue à celle des dispositifs pour courants faibles; une importance spéciale doit être accordée ici à l'utilisation multiple des canaux de raccordement.

d. Installations de contrôle électrique des chaufferies

On tend aujourd'hui à créer, pour le contrôle des chaufferies, des postes centralisés entièrement analogues à ceux qui concernent l'installation électrique. Il semble douteux qu'on puisse jamais arriver à réaliser la commande automatique des chaufferies, à l'exception du réglage de la combustion, mais il faudra, néanmoins, s'attendre à la généralisation de la commande à distance.

Propositions de Discussion

1. Faut-il s'attendre, d'après l'expérience qu'on en a faite dans les agglomérations où le manque de place se fait vivement sentir, à ce que les installations de couplage jusqu'à 30 kV soient dorénavant établies sous la forme cuirassée à l'air libre ou à l'intérieur, au lieu de la forme actuelle dans des cellules ouvertes?

2. Les frais d'installation de deux disjoncteurs à bain d'huile sont-ils justifiés sur tous les dépôts, compte tenu des avantages techniques qu'on doit retirer de cette disposition? Que doit-on penser des avantages du sectionneur de by-passage?

3. Estime-t-on indispensable, dans les installations à commande automatique en principe, de prévoir, en marge des dispositifs automatiques, les appareils complets de commande auxiliaire à la main, conformément aux désirs de certains clients?

4. Quels avantages voit-on à la commande automatique des centrales de pointe et des usines à accumulation?

5. Est-il recommandable, du triple point de vue des dépenses de premier établissement, de la visibilité d'ensemble et de la diminution de l'encombrement, d'équiper les postes de commande des centrales électriques uniquement avec des appareils à courant faible?

6. Est-il rigoureusement indispensable, pour que le load-dispatcher puisse s'acquitter convenablement de sa mission, que les opérations effectuées sur les appareils de couplage lui soient automatiquement signalées? Comment se présente le problème de la commande à distance, par les soins du load-dispatcher, des interrupteurs et sectionneurs, sur les réseaux interurbains aussi bien que sur les réseaux de grandes agglomérations?

Diskussionsbericht

Schaltanlagen einschließlich automatischer Steuerung von Kraftwerken, sowie Fernmessung und Nachrichten- übermittlung

Dr.-Ing. H. Probst

An der Diskussion nahmen die folgenden 24 Herren teil:

- Allen, N. A.*, Dr., Cable Eng., Standard Telephones & Cables Ltd., London E 16.
Biermanns, J., Prof. Dr.-Ing., Fabrikdir. AEG, Berlin-Karlshorst, Rheingoldstr. 5.
Brückel, W., Dipl.-Ing., Obering. AEG, Berlin SO 36, Schmollerstr. 10.
Clothier, H. W., Eng. Reyrolle & Co., Ltd., Hebburn-on-Tyne.
Coates, W. A., London.
Dellis, P., Ing., Brüssel, 38 Rue de Naples.
Donkin, S. B., Cons. Eng., Kennedy & Donkin, London SW 1, Broadway Court, 8 Broadway.
Dressler, G., Obering., Deutsche Telefonwerke u. Kabelindustrie A.G., Berlin SO 36, Zeughofstr. 6.
Englesson, E., Ing., Verkstad Kristinehamn, Kristinehamn, Nya Kungsgaten 2.
Estorff, W., Dr.-Ing., Obering. Siemens-Schuckert-Werke A.G., Berlin-Charlottenburg, Niebuhrstr. 61.
Gropp, F., Dipl.-Ing., Betr.-Dir. Berl. Städt. El.-Werke A.G., Berlin NW 6, Schiffbauerdamm 22.
Janicki, W., Dipl.-Ing., Landis & Gyr A.G., Zug, Chalet Guggital.
Kesselring, F., Dr.-Ing., Siemens-Schuckert-Werke A.G., Berlin-Siemensstadt.
Klöniger, H. C., Obering. Brown Boveri A.G., Baden/Schweiz.
Kumlik, L., Obering. Sachsenwerk Licht- u. Kraft-A.G., Niedersiedlitz, Sachsenwerk.
Latzko, H., Dr., Obering. Öst. Brown, Boveri-Werke A.G., Wien X, Gudrunstr. 187.
Lommel, C., Dr.-Ing., Obering. Siemens-Schuckertwerke A.G., Berlin-Ruhleben, Musellenweg 32.
Mayr, O., Ing., AEG Transformatorenfabrik, Berlin-Oberschöneweide.
Meiners, G., Dipl.-Ing., AEG, Berlin-Plötzensee, Tangastr. 12.
Roth, A., Dir., Atel. de Constructions Electriques de Delle, Villeurbanne, 25 Chemin de Cyprian.
Ruppel, S., Prof., Dipl.-Ing., Frankfurt a/M., Palmengartenstr. 8.
Rühle, E., Dr.-Ing., Betr.-Dir. Chefelektriker Berl. Städt. El.-Werke A.G., Berlin-Friedenau, Bachestr. 3.
Stern, W., Dipl.-Ing., Aronwerke, El. A.G., Berlin-Wilmersdorf, Wittelsbacherstr. 28.
Velander, E., Dipl.-Ing., Sekretär Schwed. Elektrizitätswerksverein, Stockholm 6, Elektrizitätsverket.

Die ersten Diskussionsredner haben sich vorwiegend mit der *Hochleistungsschalterfrage* beschäftigt. Der Grundgedanke, daß die ölflosen Hochleistungsschalter eine Verbilligung und eine Vereinfachung der Schaltanlagen mit sich bringen, wurde allgemein anerkannt.

Roth-Frankreich berichtete über die Versuche mit einem Zweistufen-Luftschalter und betonte, daß mit diesem Schalter, welcher in der ersten Stufe einen Ohmschen Widerstand im Kurzschlußkreis einschaltet und in der zweiten Stufe die volle Ausschaltung vornimmt, vielversprechende Versuchsergebnisse erzielt worden sind. Die angewandte Luft hat einen Druck von 4 at. Herr Roth betonte, daß dieselbe Schalterkonstruktion bei Verwendung von Öl keine so guten Resultate gezeigt hat. Außerdem schaltet der Schalter in einphasiger Ausführung unverhältnismäßig besser als bei dreiphasiger. Er wünschte für diese nach seiner Ansicht merkwürdige Erscheinung eine Auskunft von Herrn Kesselring. Anschließend an den Bericht von McNeil Nr. 269, betonte Roth noch die Notwendigkeit der Prüfung eines Ölschalters auch mit geringere Kurzschlußleistungen als die garantierten, da es vorkommen kann, daß der Schalter in diesem Falle stärker beansprucht wird.

Kesselring-Deutschland setzte nochmals die Stabilitätsbedingungen eines Flüssigkeitsschalters auseinander. Er bemerkte, daß, falls das Temperaturgefälle des Dampfes, in dem der Lichtbogen brennt, größer ist als der mit einer Konstanten k multiplizierte Spannungsanstieg der wiederkehrenden Spannung, der Lichtbogen erloschen bleibt. Diese Bedingung ist gleichbedeutend damit, daß die Anzahl der Ionen, die an den unverhältnismäßig größeren Molekülen des Dampfes anhaften, auch bei Wiederkehr der Spannung schneller wächst als diejenige der freien Ionen. Dieser Erkenntnis verdankt der Expansionschalter seine Entstehung. Auch die Lichtbogensvorgänge und Löschedingungen bei einem Löschkammerschalter mit Vielfach- oder Löschkammerunterbrechung lassen sich mit den erwähnten Stabilitätsbedingungen erläutern und aus ihnen eine Gleichung für die Lichtbogendauer in einfachsten Fällen ableiten. Herr Kesselring ist nicht der von Herrn Roth geäußerten Meinung, daß ein Preßgasschalter in dreipoliger Ausführung relativ schlechter schaltet als in einpoliger.

Biermanns-Deutschland betonte die Parallelität der Bestrebungen des amerikanischen und deutschen Leistungsschalterbaues. Ein außerordentlich leistungsfähiger Schalter, welcher mit geringer Eigenschaltzeit (inkl. Lichtbogenzeit) arbeitet, läßt sich mit Hilfe von Druckgasen bauen. Besonders für hohe Spannungen ist diese Schalterkonstruktion vielversprechend: Für 100 kV wird eine Zweifach-, für 220 kV eine Vierfachunterbrechung notwendig sein. Die durch den Druckgasschalter ermöglichten denkbar schnellsten Schaltoperationen gewähren im Zusammenhang mit schnell wirkenden Relais eine größtmögliche Erhaltung der Stabilität von parallel arbeitenden Kraftwerken. Die bereits entwickelten Schalter sind für 1500 MVA bemessen. Bei Anwendung von Kohlensäure läßt sich dieser Wert ungefähr verdreifachen.

Mayr-Deutschland behauptete im Anschluß an den Bericht Nr. 96, daß die Entwicklung von Ölschaltern mit Kesseln, welche ca. 70 kg/cm² Druckfestigkeit zulassen, kein konstruktiv richtiger Weg sei. Bei Stehfeuerstörungen beträgt das Arbeitsvermögen, welches durch eine

Explosion frei wird, ungefähr das Sechsfache ab bei einer dessen Kessel für einen Druck von ca. 15 kg/cm² bemessen jedoch mit Löschkammern mit einem Druck von 100 kg gerüstet ist.

Ruppel-Deutschland betonte die gute Entwicklungsmöglichkeit Kohlendioxid-Schalters, da hierbei die Anlagekosten nicht Kompressoranlage vergrößert werden.

Klöniger-Schweiz wies auf die Tatsache hin, daß die Solenoid nicht je nach dem Verwendungsort abgestimmt werden müssen, die erforderliche Kompensationswirkung sich nach der Stromstärke von selbst einstellt.

Donkin-England begrüßte die Entwicklung, die in Amerika ordentlich kurzen Gesamtschaltzeiten geführt hat. Eine Betrachtung des elektrischen Feldes und der dielektrischen Beanspruchungen war bezüglich dieser Entwicklung von Bedeutung. Donkin behauptete, daß man den Öldämpfen in den Ölschaltern besonders gute Expansionsmöglichkeit schaffen muß, um einen Temperaturabfall zu erreichen und eine Rückzündung zu vermeiden.

Kumlik-Deutschland wies darauf hin, daß die meisten Störungen auf Erdschlüsse im Innern des Schalters zurückzuführen sind, die bei schweren Abschaltungen entstehen und zu Stehzeiten führen. Diese praktische Erscheinung muß bei der Konstruktion Ölschaltern beachtet werden.

Coates-England beschrieb im Anschluß an den Bericht N die englische Ölschalterkonstruktion, welche eine außerordentlich Ausmontierung von Kondensatordurchführungen gestattet.

Über die zweckmäßigen Konstruktionen von modernen Schaltanlagen für städtische Kraftwerke, wie sie in den Diskussionsprotokollen 1 und 2 angeschnitten worden sind, äußerten sich *Rühl-Deutschland*, *Dellis-Belgien* und *Clough-England*.

Rühl sieht die Vorteile der gekapselten Anlagen in dem guten Dielektrikum, Schutz gegen Verschmutzung, Feuchtigkeit und Vereisung sowie Montage der kompletten Schaltaggregate in der Höhe. Jedoch wies er darauf hin, daß die Sicherheit derartiger Anlagen bei Verwendung von öllosen Schaltern und trockenem, nicht leitendem Dielektrikum vollwertig ist. Man kann hier an ein ähnliches Isoliermittel, wie bei Generatorstaben angewendet, oder an Luftisolation denken. Der hohe Schutz für das Bedienpersonal muß bei dem Aufbau von Schaltanlagen berücksichtigt werden.

Gropp machte darauf aufmerksam, daß die Entwicklung der deutschen Anlage, wie diese in den englischen Berichten beschrieben, keineswegs den deutschen Richtlinien entspricht. In Deutschland man bestrebt, alles Brennbares aus der Schaltanlage zu entfernen, wogegen bei der englischen Schaltanlage in ihrer modernsten Ausführung Masse- oder Ölisolation verwendet wird. Hier sieht die Zukunft der städtischen Schaltanlagen in der Verwendung von öllosen Schaltern, wobei evtl. 2 Schalter pro Stromkreis verwendet werden können, wenn dadurch die Trennschalter in Wegfall kommen.

Die Verwendung eines Ölschalters pro Abzweig bei Verwendung zweier elektrisch betätigter Trennschalter hat sich im Betriebe als ausreichend erwiesen. Herr Gropp machte auch noch darauf aufmerksam, daß man danach streben sollte, die Kosten der Schaltanlagen herabzusetzen.

Dellis bemerkte, daß das gekapselte Material, wie es die Engländer und Amerikaner für städtische Kraftwerke anwenden, mindestens 20% teurer ist als eine komplette Anlage mit der gleichen Apparatur nach dem Zellensystem, auch wenn man die baulichen Kosten in beiden Fällen berücksichtigt. Bei städtischen Anlagen mit zahlreichen Abzweigen machen diese Mehrkosten einen erheblichen Betrag aus.

Clothier betonte die gewaltige Entwicklung der gekapselten Anlagen in England. Es wurden 3 Gesichtspunkte erwähnt, die für die Anwendung des gekapselten Materials sprechen sollen:

1. die erhöhte Sicherheit,
2. die vorwiegende Verwendung von gekapselten Schaltanlagen in England bis 33 kV und die Verwendung dieses Materials auch für 66 kV,
3. die Verwendbarkeit der horizontal und vertikal ausziehbaren, gekapselten Schaltanlagen.

Die gekapselten Schaltanlagen haben sich im Betrieb als zuverlässig erwiesen. Es kommen wenig Reparaturen in Frage und die laufenden Ausgaben für die Instandhaltung sind sehr klein. 75 % der in den letzten 3 Jahren in England bestellten Schaltanlagen bis 33 kV werden gußgekapstelt ausgeführt. Es wird sogar die Aufstellung von Schaltanlagen bis 132 kV und höher in Erwägung gezogen. Für die Verwendung der vertikal ausziehbaren Typen sprechen 3 Umstände:

1. die bessere Isolationsmöglichkeit bei Aufstellung im Freien,
2. die bequeme Anordnung von Doppelölschaltern pro Stromkreis, wie in Amerika vielfach üblich,
3. die leichtere Aufstellung der Schaltanlagen im Freien bei Spannungen von 66 kV und höher, da sich hierbei eine günstigere Anordnung der Sammelschienen erzielen läßt.

Clothier nahm gern davon Kenntnis, daß die horizontal ausziehbaren gußgekapstelten Schaltanlagen auch in Deutschland von verschiedenen Seiten in Fabrikation genommen wurden.

Kumlik-Deutschland sprach über die Betriebserfahrungen mit Außen-schaltanlagen, wobei er betonte, daß diese Art von Schaltanlagen sich auch in dem harten Winter 1928/29 gut bewährt haben. Überschläge bei normaler Betriebsspannung wurden bei den verschiedensten Witterungsverhältnissen nicht konstatiert. Auch die Auswahl des Schmiermaterials und Betriebsöles muß besonders beachtet werden. Die Flachbauweise und die halbhohe Bauweise bewähren sich bei schlechter Witterung besser als die hohe einstöckige Bauweise, weil bei den erstgenannten Anordnungen das Beschreiten von hochgelegenen Laufstegen vermieden wird. Bei großen Anlagen sollte die Ausbildung eines geschlossenen Schaltganges evtl. in Erwägung gezogen werden.

Zu den Diskussionsfragen 3, 4 und 5 haben sich *Rühle-Deutschland*, *Gropp-Deutschland*, *Meiners-Deutschland*, *Stern-Deutschland*, *Dellis-Belgien* und *Lommel-Deutschland* geäußert.

Rühle betonte, daß die Automatisierung der Speicherkraftwerke bei den Berliner Netzverhältnissen und bei der Art der Speicherwerke (Ruths-Speicherung) nicht erforderlich ist. Die Bewag hält die Handsteuerung neben der automatischen Steuerung für erforderlich.

Gropp sieht keine Veranlassung dazu, die Schaltwarten der städtischen Großkraftwerke evtl. auf Schwachstrom umzustellen. Er wie auch Herr *Meiners* betonten, daß durch die allzu große Anhäufung der Befähigungselemente bei schwachstrommäßiger Ausführung der Schaltwarten der Wartungsbedarf nicht etwa erhöht, sondern sogar verschlechtert wird.

Meiners stellte fest, daß man die Schaltwarten auch bei starkstrommäßiger Ausführung verkleinern kann, wenn man die Anlaufvorgänge von Maschinen teilautomatisiert oder vollautomatisiert, wie dies bei großen Phasenschiebern und Wasserkraftgeneratoren schon öfters ausgeführt wurde.

Dellis erwähnte, daß die in dem Kraftwerk Puerto Omero-Buenos Aires von ihm starkstrommäßig ausgeführte Warte räumlich sehr ausgedehnt ist, weil in dieser Warte auch die Schaltapparate der Eigenbedarfsanlage des Kraftwerkes beobachtet und gesteuert werden können. Diese Ausführungsart hat sich im Betriebe glänzend bewährt. Die übersichtliche Gruppierung der verschiedenen Schaltfelder und Meßinstrumente erhöht nach Ansicht des Herrn *Dellis* die Übersicht viel mehr als die Verkleinerung des Raumes. Herr *Dellis* teilt dem Standpunkt des Herrn *Gropp*, wonach betriebstechnisch kein Grund vorliegt, von der bisherigen Ausführungsart abzuweichen und auf eine schwachstrommäßige Konstruktion der Warte überzugehen.

Lommel wies darauf hin, daß die vollkommene Handsteuerung von automatischen Anlagen auch aus dem Grunde erforderlich ist, damit das Bedienungspersonal im lebendigen Zusammenhang mit den Vorgängen bleibt, welche die Automatik zu bewältigen hat. Die Automatisierung von Speicherkraftwerken und Spitzenwerken ist bei Wasserkraft-Speicherwerken, wie sie in Deutschland zur Vergleichmäßigung der Belastungskurve und Momentanreserve für größere Stromerzeugungsunternehmen dient, als unbedingt erforderlich bezeichnet. Die Kosten der Automatisierung sind im Vergleich zu den übrigen Baukosten eines Speicherwerkes gering.

Stern äußerte sich zur Diskussionsfrage 5, indem er betonte, daß die schwachstrommäßige Ausführung von Kraftwerkswarten in manchen Fällen billiger ausfallen kann als die starkstrommäßige. Als Voraussetzung wird ein einfaches Gleichstrom-Fernmeßsystem bezeichnet, welches in den Wandlerkammern die Meßströme in Gleichstrom umformt und diese einheitlichen Drehspulinstrumenten zuführt. Hierbei ist mit einer Verbilligung des meßtechnischen Teiles der Kraftwerkswarten zu rechnen.

Zur Diskussionsfrage 6 äußerten sich *Rühle-Deutschland* und *Lommel-Deutschland*.

Rühle bezeichnete die automatische Schalterstellungsrückmeldung für den Lastverteiler als wünschenswert, wenn die Kosten für die automatischen Rückmelde- und Fernsteuereinrichtungen tragbar sind.

Lommel bezeichnete die automatische Schalterstellungsrückmeldung in Großstädten als verhältnismäßig leicht ausführbar, in Überlandwerken dagegen als eine kostspielige und nicht unbedingt erforderliche Maßnahme. Er wies darauf hin, daß das Bayernwerk und Preußenelektra Lastverteilerstellen ohne automatische Schalterstellungsrückmeldung lediglich durch zweckmäßige Telephonübermittlung seit Jahren in Betrieb haben. Die Fernbetätigungsgewalt des Lastverteilers will er nur auf die wichtigsten Schaltpunkte des Netzes ausdehnen. Besondere Bedeutung besitzt die Möglichkeit, daß der Lastverteiler automatisch ausgerüstete Speicherwerke unter seine Schaltgewalt bekommt.

Eine rege Diskussion hat sich auch über die verschiedenen Gebiete der Fernwirktechnik entfaltet. Hierbei äußerten sich *Allen-England*, *Velander-Schweden*, *Latzko-Österreich*, *Janicki-Schweiz*, *Stern-Deutschland*, *Dressler-Deutschland* und *Brückel-Deutschland*.

Allen wies darauf hin, daß die Entwicklung der Fernwirktechnik in England ein enges Zusammenwirken von Stark- und Schwachstromfirmen zur Folge hat. Er verwies auf den Bericht Nr. 91 von Clough. Er betonte, daß die etwas gefühlsmäßige Einstellung der Starkstromingenieure gegen die Schwachstromapparatur nicht berechtigt ist, da diese sich im Betrieb als außergewöhnlich widerstandsfähig und zuverlässig erwiesen habe. Als Beispiel soll die Anlage erwähnt werden, die in Indien zur Steuerung und Überwachung von 8 Unterstationen und 11 Blockstellen errichtet wurde. Die Steuerung und Überwachung geschieht durch 3 Kupferleitungen von 0,9 mm Durchmesser. Die einzelnen Schalter werden nach dem Codesystem gesteuert. Ein gleichzeitiges Fernsprechen an den zur Fernsteuerung verwendeten Leitungen ist möglich.

Velander erwähnte, daß die Fernmeßsysteme für große Entfernungen alle mit Impulsübertragung arbeiten und so zur Wiedergabe der Momentanwerte der Meßgrößen nicht geeignet sind. Bei Fernregulierungen scheint jedoch eine Momentanübertragung von Bedeutung zu sein. Als Lösung wird die Übertragung mit Hilfe von Frequenzvariationen empfohlen. Herr *Velander* erwähnte, daß in Schweden eine derartige Übertragung mit gutem Erfolg in Betrieb ist, wobei eine Signalfrequenz von 800 bis 1100 Perioden benutzt wird, die mittels einer hochfrequenten Trägerwelle über 165 km Hochspannungsleitung vom Kraftwerk Slokarleo nach Stockholm geleitet wird. Ein vereinfachtes System, bei dem eine Hochfrequenzwand direkt für die Fernanzeige benutzt wird, ist in der Entwicklung.

Latzko empfiehlt die Vielfachmessung bei Gleichstromübertragungen dadurch zu erreichen, daß er zwischen Geber und Empfänger einen Synchronverteiler schaltet. Als Empfängerinstrumente werden Kreuz-

spulinstrumente empfohlen, da diese die Eigenschaft haben, bei Abschaltung in der letzten Lage stehenzubleiben, auch dann, wenn der Strom abgeschaltet wird. Es ist ausreichend, wenn ein derartiges Meßgerät, welches eine sehr geringe Dämpfung besitzt, 30 Millisekunden mit dem Geberinstrument verbunden bleibt. Es wird eine Einrichtung mit 18 Geberempfängerpaaren ausgeführt, wobei die Korrektur jedes Empfängers alle halbe Sekunde erfolgt.

Janicki beschrieb eine Summenfernmeßanlage auf der Strecke Stockholm—Göteborg, die sich seit 2 Jahren in Betrieb befindet.

Stern bemerkte, daß ca. 50% der Fernmeßanlagen nur eine Entfernung von 1 bis 15 km zu überbrücken haben. Sind keine hochspannungsgefährdeten Leitungen zu verwenden, so wird ein einfaches Gleichstrom-Übertragungssystem empfohlen. Es wurde auch die Kombinationsmöglichkeit des Gleichstrom-Fernmeßsystems mit dem Impuls-Fernmeßsystem erwähnt.

Dressler berichtete, daß 5 Fernmeßanlagen nach dem Impulszeitverfahren über Entfernungen von 100 bis 260 km seit ca. 2 Jahren in Betrieb sind. Diese Anlagen verwenden hochfrequente Ströme zur Übertragung der Impulse und sind mit den Hochfrequenztelefonanlagen kombiniert. Die Kopplungskondensatoren für Telefonie- und Meßgeräte sind gemeinsam. Auf richtigen Einbau von Hochfrequenzsperrdrosseln muß geachtet werden. Eine Übertragung von Gespräch und Messung ist gleichzeitig möglich. Eine dieser Übertragungen auf 100 kV-Leitung und auf 260 km wird auch für Fernsteuerzwecke ausgenützt.

Brückel wies darauf hin, daß die von Janicki angegebene Summenzählung nicht zur Übertragung von Momentanwerten geeignet ist und legte die Unterschiede zwischen Fernmeß- und Fernzählverfahren klar.

Gesamtergebnis der Diskussion

Wenn man den Aufbau der Hochspannungsschaltanlagen, die in den letzten Jahren in den verschiedenen Staaten der Welt ausgeführt wurden, einer näheren Betrachtung unterzieht, dann läßt sich folgendes feststellen:

Bei dem Aufbau der Freiluftschaltanlagen zeigt sich, daß der von Amerika seinerzeit ausgegangene Gedanke auch in anderen Ländern inzwischen festen Fuß gefaßt hat. Diese Freiluftschaltanlagen werden schon von 5000 V an aufwärts ausgeführt und der Unterschied in dem Aufbau besteht eigentlich nur in der Höhenlage der Trennschalter bzw. in der mehr oder weniger ruhigen Wirkung der Eisenkonstruktionen. Die unruhig wirkenden Gitterträger wurden namentlich in Deutschland durch Vollblechträger, und in neuester Zeit durch T-Träger ersetzt. Beachtenswert ist die Trennschalterkonstruktion, welche das Rheinisch-Westfälische Elektrizitätswerk bei seinen 220/380 kV-Anlagen verwendet hat insofern, als bei dieser Ausführungsart nur 2 Isolatoren pro Pol benutzt werden.

Was nun den Aufbau der städtischen Großkraftwerke für Spannungen bis 30 kV anbetrifft, so besteht hier ein Unterschied wie Tag und Nacht,

wenn man z. B. einen Hallenbau mit dem gußgekapselten Material vergleicht. In Europa z. B. werden diese Schaltanlagen fast durchweg nach dem Zellensystem errichtet, während England vorwiegend gußgekapseltes Material verwendet, das in Innenräumen aufgestellt wird. Amerika hat bislang die Schaltanlagen der städtischen Großkraftwerke vielfach nach dem System der Phasentrennung ausgeführt, das in seinem Aufbau mit dem in Europa verwendeten Zellensystem gewissermaßen verwandt ist. Amerika hat aber in den letzten Jahren auch für städtische Kraftwerke gußgekapseltes Material entwickelt, das, wie z. B. beim State-Line-Kraftwerk in Chikago im Freien aufgestellt wird. Eine solche Anordnung bietet, wenn die Platzfrage keine Rolle spielt, für den Betrieb infolge Fortfalls sämtlicher Trennschalter und Kupplungsschalter manche Vorteile. Für die gußgekapselten Anlagen für Innenstationen wird die geringe Berührungsgefahr und der geringe Platzbedarf besonders in den Vordergrund gestellt. Dabei darf aber nicht übersehen werden, daß das Betriebspersonal, das bei einer gußgekapselten Anlage die an den Sammelschienen sitzenden Kontakte nachsehen will und somit ungeschützt zwischen zwei in Betrieb befindlichen Ölschaltern steht, mehr gefährdet ist als bei einer Anlage nach dem Zellensystem. Was nun den Platzbedarf der verschiedenen Systeme anbetrifft, so ist zu berücksichtigen, daß bei den Schaltanlagen der städtischen Kraftwerke fast durchweg Reaktanzspulen in die Generatoren oder Abzweige eingebaut werden müssen. Vergleicht man nun unter Berücksichtigung des Einbaues dieser Reaktanzspulen den Aufbau einer Schaltanlage nach dem Zellensystem mit dem Aufbau einer Schaltanlage, bei der gekapseltes Material verwendet wird, dann ergibt sich kein nennenswerter Unterschied in der Breite oder Höhe des Schalthauses. Der Unterschied in den beiden Ausführungsarten besteht dann nur, wie Dellis angegeben hat, in den höheren Kosten der Schaltanlagen, die nach dem gekapselten Material ausgeführt werden. Man sieht hieraus, daß jede Anordnung außer gewissen Vorteilen auch wiederum Nachteile besitzt, und es läßt sich zur Zeit noch nicht mit Bestimmtheit sagen, welchem Aufbau einer Schaltanlage bei Anwendung von Ölschaltern unbedingt der Vorzug gegeben werden muß. Geht man jedoch zu dem Einbau von öllosen Schaltapparaten über, so ist ohne weiteres ersichtlich, daß man bei Anwendung des Zellensystems als Berührungsschutz die öllosen Schalter mit den Sammelschienen im gleichen Raum aufstellen kann, weil keine Rauchgefahr mehr besteht. Dadurch ist es möglich, im Schalt haus ein vollständiges Stockwerk zu sparen und damit die Kosten der Schaltanlage inkl. Baulichkeiten herabzusetzen.

Die Dritte Weltkraftkonferenz wird voraussichtlich schon die Frage beantworten können, ob bei den Hochspannungsanlagen der Zukunft *viel Öl, wenig Öl*, oder *gar kein Öl* verwendet wird. Bis dahin wird man auch über genügende Betriebserfahrungen der bis jetzt entwickelten öllosen Hochspannungsschalter verfügen und wissen, für welche Spannungen sich z. B. die Dion-Expansions- oder Preßgasschalter am besten eignen. Die kurze Ausschaltzeit der Ölschalter, die man im letzten Jahr

erreicht hat, müßte für die Konstrukteure der Distanzrelais ein Ansporn dafür sein, daß auch bei diesem Relais die Ausschaltzeit ein Minimum erreicht.

Eine besonders interessante Entwicklung zeigt die Ausgestaltung der Warten. Der Lastverteiler ist zur organisatorischen Beherrschung größerer Netze und mehrerer Schaltstellen neuerdings erforderlich geworden. Hierbei entstanden die mannigfaltigsten Fernübertragungsaufgaben. Diese Tatsache gewinnt um so mehr an Bedeutung, als an diesen Punkten die Starkstrom- und Schwachstromtechnik eine praktische Berührungsstelle gefunden hat. Solange bis jetzt als Schwachstromeinrichtung nur die leitungsgerichtete Hochfrequenztelephonie in den Starkstromanlagen Eingang gefunden hat, verlangen die Fernmessung, die Fernsteuerung usw. eine ganze Anzahl Schwachstromeinrichtungen zu ihrer Bewältigung. Bei großen Entfernungen der Empfangs- und Sendestation wird die Übertragung am einfachsten ebenfalls leitungsgerichtet mit Hilfe von Hochfrequenz vorgenommen. Da hierdurch die Kosten der Schwachstromleitungen wegfallen, werden die Impulsmethoden allgemeine Anwendung finden. In großstädtischen Netzen, d. h. in Netzen, wo die Hilfsleitungsverlegung keine besonderen Schwierigkeiten bietet, wird die direkte Gleichstromübertragung das Feld behaupten. In Kraftwerkswarten wird die schwachstrommäßige Ausbildung keine große Verbreitung finden, wie dies von verschiedenen Diskussionsrednern klargestellt worden ist.

Die Automatik hat besonders in Wasserkraftwerken Anwendung gefunden. Besonders die Speicherkraftwerke sind für die Automatisierung geeignet. Interessant ist die häufige Anwendung der Automatisierung bei städtischen Umspan- und Umformerwerken. Während in Amerika vorwiegend die Transformatorstationen und maschinellen Umformerwerke automatisiert wurden, wurde in Deutschland hauptsächlich die Automatisierung von Gleichrichtern in den Vordergrund gestellt.

Die Fernsteuerung hat sich besonders bei kleineren Nebenwerken, die sich in der Nähe einer größeren Schaltanlage befinden, durchgesetzt. Vielfach beschränkt sich die Fernsteuerung nur auf die Aufgabe des Impulskommandos zum Ein- oder Ausschalten der automatisierten Schaltanlage, und die Beherrschung weiterer Anlauf- und Betriebsvorgänge wird der automatischen Relaiseinrichtung überlassen.

Es läßt sich schon heute sagen, daß mit der Ausbildung von großen nationalen und evtl. internationalen Höchstspannungsnetzen und mit der stärkeren Verknüpfung der zu einem Versorgungsgebiet gehörigen Kraftwerke die Fernwirkanlagen an Bedeutung und Ausdehnung zunehmen werden, aber auch die Automatisierung wird nicht nur eine weitere starke Verbreitung finden, sondern sich auch immer neues Betätigungsgebiet erkämpfen. In welchem Tempo sich diese Entwicklung abspielen wird, ist heute noch nicht zu sehen. Sie hängt vorwiegend von wirtschaftlichen Faktoren ab, deren Zusammenhänge mit der technischen Entwicklung in der Sektion 19 nicht berührt worden sind.

Result of Discussion

If the layout of high tension switch gears, which has been carried out in various countries of the world in recent years, is considered more closely, the following conclusions can be arrived at:

In the layout of open-air switch gears, it will be seen that the idea, which at first originated in America, has in the meantime taken a firm footing in other countries as well. These open-air switch gears have already been carried out from 5000 V upwards and the difference in the construction consists really in the height of the isolating switch, or in the more or less quiet aspect of the iron construction. The somewhat irritating effect of lattice work has been replaced in Germany by full web girders and recently by T-girders. The construction of the isolating switch, which the "Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk" have used in their 220/380 kV plants, are worthy of attention, insofar as only two insulators per pole are used in this type of construction.

Now, with reference to the layout of municipal Super-Power-Stations for tensions up to 30 kV there is a difference as between night and day, if, for instance, one compares a cellular construction with the metal-clad material. In Europe, for example, the switch gears are nearly always erected according to the cellular system, whereas England uses mostly metal-clad material, which is set up in the middle of the room. America has for long carried out the switch gears of municipal super-power stations according to the system of inter-phase partitioning, which is to a certain extent akin to the cellular system used in Europe. America, however, has in recent years developed metal-clad material also for her municipal power stations, which, for example, has been erected in the State Line Power Station in Chicago in the open. If the question of space plays no part, such an arrangement affords many advantages on account of the entire absence of isolating switches and connecting switches. The small risk of contact and the small space requirements were especially placed in the foreground for metal-clad plants for indoor stations. In this matter it must not, however, be overlooked that the operating staff, which has to supervise the contacts on the bus-bars in a metal-clad plant and thus stand unprotected between two oil switches, which are in operation, is more in danger than in a plant built according to the cellular system. With regard to the space requirements of the various systems, consideration should be given to the fact that in the switch gears of the municipal power stations reactance coils have to be built into the generators or branches. If the construction of a switch gear on the cellular system is compared with the construction of a switch gear, in which metal-clad material is used, taking into consideration the building-in of reactance coils, there is no appreciable difference in the breadth or height of the switch house. The difference in the two kinds of construction lies then, as *Dellis* has stated, in the higher costs of switch gears, in which metal-clad material is used. It will be seen, therefore, that each arrangement has certain advantages as well as disadvantages, and no one can say with certainty,

which type of a switch gear with oil switches should be given preference. Regarding oil-less switching apparatus it will at once be seen that in using the cellular system as contact protection, the oil-less switches with the bus-bars can be erected in the same room, as no danger of smoke exists. Therefore, it is possible to save one complete floor in the switch house, and the costs of the switch gear including buildings can thus be reduced.

The Third World Power Conference will probably be able to answer the question whether in high tension plants of the future *much* oil, *little* oil or *no oil at all* is used. By then enough operating experience will have been gained of the oil-less high tension switch and we shall know for which tensions, for example, the *Deion* expansion or pressure gas switch, is the most suitable. The short switching-off time of the oil switch, which has been attained last year, should be an inducement to the designers of distance relays to endeavour to reduce the switching-off time also in this relay.

The features of attendance showed a specially interesting development. The Dispatcher has recently become necessary for the organisatory control of large networks and several switching stations. In this the most manifold tasks arose for long distance transmission. This fact gains the more importance as high tension and low tension engineering come in practical contact with each other at this point. As up till now only the high frequency telephony conducted through wires has found entrance into the high tension plants as low tension equipment, remote metering, remote control etc. demand a great number of low tension devices for them to be coped with. With the great distances between the receiving and sending stations transmission will be most easily effected through the wires with the help of high frequency. As by this means the cost of low tension wires is obviated, the impulse method will be generally used. In the network of large towns, i.e., in networks, where the laying of auxiliary wires offers no special difficulties, the direct transmission of direct current will maintain the field. With power station attendants the extension of low tension current will not be very popular, as was explained by various contributors to the discussion.

Automatic control has been used especially in water power stations. Storage Power Stations are particularly suitable for automatisation. The frequent use of automatisation in municipal transformer and converter stations is noteworthy. Whilst in America the transformer and mechanical converter stations have been mainly automatised, in Germany the automatising of rectifiers has chiefly been placed in the foreground.

Remote control has made its way especially in smaller auxiliary stations, which are in the neighbourhood of large switch gears. Frequently remote control is confined to the task of the impulse order for the switching on and off of the automatised switch gear, while the control of other starting and operating processes is left to the automatic relay equipment.

It can be said already that, with the extension of the large national and probably international super voltage networks and with the growing interconnection of power stations belonging to a district of supply, remote action plants will increase in importance and be greatly extended. Automatising will not only be further extended but will also conquer new fields. How quickly this development will take place it is impossible to see at this moment. It chiefly depends on economic factors, the connection of which with the technical development was not touched upon in Section 19.

Résultat de la Discussion

Si l'on soumet à un examen attentif la construction des installations de couplage à haute tension exécutées les années passées dans les divers États du monde, on peut faire la constatation suivante : Pour la construction des installations à l'air libre, on voit que l'idée issue d'Amérique du Nord a pris pied dans les autres pays. Ces installations à l'air libre se construisent déjà à partir de 5000 V et leur différence de construction ne réside à vrai dire que dans la hauteur des disjoncteurs ou dans l'aspect plus ou moins agréable des constructions en fer. Les poutrelles métalliques à treillis, qui font une impression troublante, ont été notamment remplacées en Allemagne par des armatures en tôles pleines et, dans les tout derniers temps, par des supports en T. Une construction remarquable de disjoncteurs est celle de la «Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk» pour les installations à 220/380 kV, en ce sens qu'on n'a utilisé pour ce genre de construction que 2 isolateurs par pôle.

En ce qui concerne la construction de grandes centrales municipales pour des tensions jusqu'à 30 kV, on a une différence comme le jour et la nuit si l'on compare par exemple une construction de hall avec l'appareillage cuirassé. En Europe, p. ex., on construit presque toujours ces installations d'après le système de cellules, tandis qu'en Angleterre on utilise de préférence l'appareillage cuirassé monté à l'intérieur. L'Amérique a jusqu'à présent souvent exécuté les appareillages des grandes centrales municipales d'après le système de séparation des phases qui est, dans sa construction, pour ainsi dire analogue au système de cellules utilisé en Europe. Mais, dans les dernières années, l'Amérique a introduit aussi pour les centrales municipales les appareillages cuirassés qui, comme par exemple à la centrale State Line de Chicago, sont montés à l'air libre. Une telle disposition offre, quand la question de place ne joue pas de rôle, certains avantages pour l'exploitation, notamment par la suppression de tous les disjoncteurs et interrupteurs de couplage. Pour les installations cuirassées de stations intérieures, on met surtout à l'avant plan le peu de danger de contact et le faible encombrement. Mais il ne faut pas négliger que le personnel de service qui, en cas d'installation cuirassée, veut contrôler les contacts situés aux barres collectrices et se trouve ainsi sans protection entre deux interrupteurs à bain d'huile en marche, est plus en danger que celui d'une installation d'après le système de cellules. En ce qui concerne l'encombrement des divers

systèmes, il faut considérer que pour les appareillages des centrales municipales on doit presque toujours monter des bobines de réactance dans les génératrices ou les dérivations. Si l'on compare, en tenant compte du montage de ces bobines de réactance, la construction d'un appareillage d'après le système à cellules avec celui d'un appareillage cuirassé, on ne trouve pas de forte différence dans la largeur et la hauteur du bâtiment. La différence entre les deux sortes de construction ne réside, comme Dellis l'a indiqué, que dans le coût plus élevé des appareillages cuirassés. On peut en conclure que chacune des dispositions ne présente pas seulement certains avantages, mais qu'elle a aussi ses désavantages, et l'on ne peut dire actuellement avec certitude à laquelle des constructions d'appareillages on doit accorder une préférence absolue en cas d'utilisation d'interrupteurs à bain d'huile. Mais si l'on passe au montage d'appareillages sans huile, on voit de suite que lors d'utilisation du système à cellules comme protection de contact, on peut monter les interrupteurs sans huile et les barres collectrices dans la même salle, parce qu'il n'y a plus de danger de fumée. On peut donc ainsi faire l'économie de tout un étage du bâtiment et réduire par conséquent le coût de l'installation, bâtiment compris.

La Troisième Conférence Mondiale de l'Énergie pourra probablement déjà répondre à la question suivante: Les installations à haute tension auront-elles à l'avenir besoin de beaucoup ou de peu d'huile, ou seront-elles sans huile? Jusqu'à là on aura recueilli suffisamment d'expériences de service avec les interrupteurs à haute tension sans huile introduits jusqu'à présent et l'on saura pour quelles tensions conviennent le mieux p.ex. les interrupteurs Déion ou à éclatement dans une chambre d'expansion ou à gaz comprimé. Le court temps de rupture atteint l'année passée pour les interrupteurs à bain d'huile, devrait être pour les constructeurs de relais à distance un encouragement à atteindre aussi un minimum de temps de rupture pour ces relais.

Un développement tout particulièrement intéressant est montré par la formation des postes de contrôle et de manœuvre. Le distributeur de charges est devenu depuis peu indispensable pour la maîtrise de l'organisation de grands réseaux et de plusieurs postes de commande. C'est de là que sont parties les tâches diversifiées de l'action à distance. Ce fait gagne d'autant plus d'importance que la technique des courants faibles et celle des courants forts ont trouvé là un point de contact pratique. Tant que jusqu'à présent seule la téléphonie à haute fréquence transmise sur des lignes utilisées comme circuits porteurs a pu, comme installation pour courants faibles, s'introduire dans les installations pour courants forts, la mesure à distance, la commande à distance, etc., demandent pour leur service toute une série d'appareils pour courants faibles. En cas de grande distance des stations d'émission et de réception, on transmettra le mieux aussi à l'aide de la haute fréquence sur des lignes utilisées comme circuits porteurs. Les dépenses pour les lignes à courant faible n'existant plus, les méthodes à impulsions seront d'usage général. Dans les réseaux des grandes villes, c'est-à-dire dans les réseaux où le placement de lignes auxiliaires ne présente pas de difficulté parti-

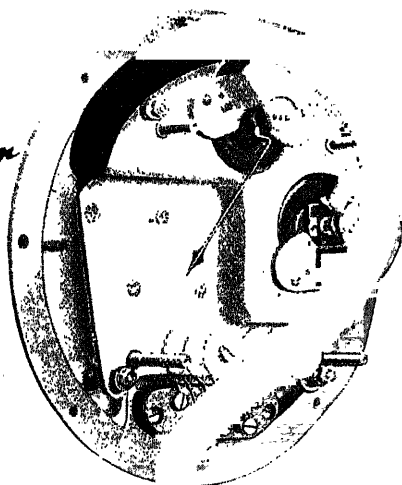
culière, la transmission directe à courant continu sera la plus utilisée. Ainsi que divers participants à la discussion l'ont expliqué, la formation à courant faible ne s'étendra pas beaucoup dans les postes de contrôle et de manœuvre des centrales.

L'automatisme s'est répandu tout particulièrement dans les centrales hydroélectriques. Les usines à accumulation conviennent spécialement pour l'automatisme. La fréquente utilisation de l'automatisme dans les sous-stations municipales de transformation est intéressante. Alors qu'en Amérique on a automatisé de préférence les stations de transformateurs et de transformation par machines, on a, en Allemagne, principalement introduit l'automatisme pour les redresseurs.

La commande à distance s'est particulièrement introduite dans les petites sous-stations situées à proximité d'une grande installation de couplage. La commande à distance se restreint souvent uniquement à la commande des impulsions pour faire fonctionner et arrêter l'installation automatisée d'interrupteurs, et la tâche de maîtriser d'autres opérations de mise en marche et de service est laissée à l'installation automatique de relais.

On peut déjà dire aujourd'hui qu'avec la formation de grands réseaux nationaux et peut-être internationaux à très haute tension et avec l'interconnexion plus grande des centrales appartenant à un domaine de distribution, les installations d'action à distance gagneront en importance et se développeront en nombre, et aussi que l'automatisme ne se répandra pas seulement plus, mais qu'il conquerra un champ d'action de plus en plus grand. On ne peut encore prévoir la rapidité avec laquelle ce développement se fera; ce dernier dépend principalement de facteurs économiques dont les liens avec le développement technique n'ont pas été discutés à la séance de la section 19.

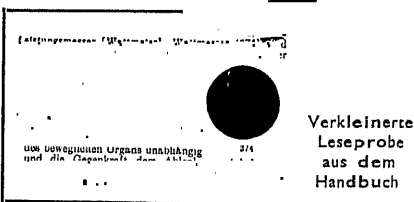
Der Wissenschaftler
Der Praktiker
Der Lehrer
Der Studierende



sie alle finden in Schlommans „Technologischem Handbuch der Elektrotechnik und der Elektrochemie“ Aufschluß selbst über entlegene Einzelfragen. Die Verästelung moderner Wissenschaft und Technik macht ein solches Buch heute zweifellos zur Notwendigkeit, ist doch selbst ein engeres Fachgebiet von einem einzelnen kaum noch zu übersehen. Andererseits gibt es kaum ein Arbeitsgebiet, das nicht irgendwie von der Elektrotechnik berührt wird.

Das Handbuch vermeidet die trockene Art eines Lexikons. Der Stoff ist nicht alphabetisch, sondern nach Fachgruppen systematisch geordnet, so daß der Benutzer auch größere Fachgebiete im Zusammenhang durcharbeiten kann. Trotzdem läßt sich jeder einzelne Ausdruck auch durch die im Text hervorgehobenen Schlagworte und durch das alphabetisch geordnete Wörterverzeichnis schnell auffinden. Die ungekünstelte Art der Begriffserklärung, unterstützt durch zahlreiche zeichnerische Darstellungen, Formelzeichen und Formeln, erleichtert den Gebrauch des Werkes und ermöglicht es jedem Interessierten, sich auch über ein seinen eigenen Arbeiten ferner liegendes Gebiet einen Überblick zu verschaffen. Der besondere Wert des Buches ist vom Ausland offenbar sofort erfaßt worden, wie aus den bisher vorliegenden Beurteilungen hervorgeht. So schreibt die Revue Général de l'Électricité, Paris, in Nr. 3 vom 20. Juli 1929:

„Wir können nur bedauern, bisher kein gleiches Werk in französischer Sprache zu besitzen“



Verkleinerte Leseprobe aus dem Handbuch

von beweglichen Organen unabhängig sind die Gegenstände des Abstrahs

Verkleinerte Leseprobe aus dem Handbuch

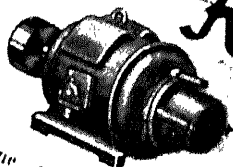
Schlommans / Technologisches Handbuch der Elektrotechnik und der Elektrochemie

DIN B 5, XX / 906 Seiten mit 3493 Abbild.
 Geb. RM 45.— (VDI- und VDE-Mitgl. RM 40.—)

Kommission: **VDI-VERLAG GMBH**

Durch jede Buchhandlung zu beziehen!

In sechs Kultursprachen



Maschine (f) mit Schlag-
wettergeschützten Schlei-
ferringen



Relais (f) mit Schalter-
platte

machine with slip rings in
Kas-tight enclosure
maquina (esp) e montado
norma 1024581, 2. Auflage
norma 1024581, 2. Auflage
machine (f) a bagues collec-
trices antideragantes
macchina (f) con anelli di
contatto protetti contro
griso
maquina (f) con anillos colec-
tores protegidos contra el
griso

bringt das illustrierte Technische Wörter-
buch von A. Schlomann „Elektrotechnik
und Elektrochemie“ die Fachausdrücke
dieses weiten Arbeitsfeldes. Bei der Durch-
sicht ausländischer Fachliteratur wie über-
haupt bei jeder Berührung mit dem Ausland
ist dieses Werk ein unentbehrliches Hilfs-
mittel. Die systematische Ordnung der
Wortstellen und das für jede Sprache ge-
sondert beigefügte Wörterverzeichnis
macht das Übersetzen aus einer der sechs
Sprachen in jede der fünf anderen leicht.
Bildliche Darstellungen, charakterisierende
Formeln und Symbole verbürgen eine ein-
deutige, sinngetreue Wiedergabe, die in der
jetzt vorliegenden zweiten Auflage dem
neuesten Stand der elektrotechnischen
Fachsprache Rechnung trägt. Die Zweite
Weltkraftkonferenz hat die Notwendigkeit
einer engen Zusammenarbeit der Fachleute
aller Länder überzeugend bewiesen. Um so
wertvollere Dienste leistet ein Buch, das
eine zwischen den Völkern noch bestehende
Schranke, die sprachlichen Schwierigkeiten,
überwinden hilft.

Schlomann / Illustrierte
Technische Wörterbücher,
Band 2: „Elektrotechnik u.
Elektrochemie“, 2. Auflage
DIN B 5, XXIV 1304 Seiten mit
3995 Abbildungen. Geb RM 80.-
(VDI- und VDE-Mitgl. RM 72.-)

Kommission: VDI-Verlag GmbH

Durch jede Buchhandlung zu beziehen!